

UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS

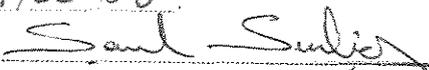
ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE RECURSOS MINERAIS

PETRÓLEO EM ANGOLA: ANÁLISE ECONÔMICA E PERSPECTIVAS

LINO SOBRINHO BUAMBUA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Este exemplar corresponde à
redação final da tese defendida
por LINO SOBRINHO BUAMBUA
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 29/05/96.

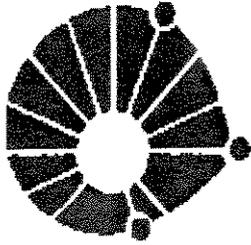

ORIENTADOR

CAMPINAS-SÃO PAULO

MAIO - 1996

B85p

28041/BC



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS

ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE RECURSOS MINERAIS

PETRÓLEO EM ANGOLA: ANÁLISE ECONÔMICA E PERSPECTIVAS

LINO SOBRINHO BUAMBUA

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências
como requisito para obtenção do título de Mestre
em Geociências. Área de Administração e Política
de Recursos Minerais.

Orientador: Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick - IG/ UNICAMP

CAMPINAS - SÃO PAULO

MAIO - 1996

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

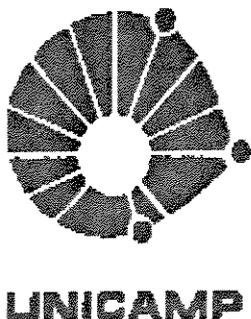
UNIDADE	73C
N.º CHAMADA:	UNICAMP
	B85p
T. E. C. N.º	2804L
PROG.	667/96
C	<input type="checkbox"/>
D	<input type="checkbox"/>
K	<input type="checkbox"/>
PREÇO	784,11,00
DATA	23/07/96
N.º CPD	07.00092022-1

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA I.G. - UNICAMP

Buambua, Lino Sobrinho
B85p Petróleo em Angola: análise econômica e perspectivas/
Lino Sobrinho Buambua - Campinas, SP.: [s.n], 1996.

Orientador: Saul Barisnik Suslick
Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de
Campinas, Instituto de Geociências.

1. Petróleo - Angola. 2. Petróleo - Aspectos Econômicos-
- Angola. 3. Geologia Econômica. I. Suslick, Saul Barisnik.
II. Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geo-
ciências. III. Título



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS

ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE RECURSOS MINERAIS

PETRÓLEO EM ANGOLA: ANÁLISE ECONÔMICA E PERSPECTIVAS

Autor: Lino Sobrinho Buambua

Orientador: Prof. Dr. Saul B. Suslick

COMISSÃO EXAMINADORA

PRESIDENTE: PROF. DR. SAUL B. SUSLICK - UNICAMP

EXAMINADORES:

PROF. DR. ANDRÉ TOSI FURTADO - UNICAMP

PROF. DR. IRAN FERREIRA MACHADO - UNICAMP

CAMPINAS, 24 DE MAIO DE 1996

Se não matarem todos os monandengues da nossa terra, eles contarão mesmo para os seus filhos e seus netos dos tempos bons que vêm aí. Contarão, porque os olhos ainda pequenos e burros guardaram essas confusões e conversas, os tiros das noites ficaram sempre nos corações, o pai que não apareceu mais em casa, morto no areal, o irmão mais velho que lhe vieram buscar no jipe com porrada logo ali mesmo e insultos e asneiras e cubatas incendiadas brilhando no escuro.

Luandino Vieira (escritor angolano)
(vidas novas)

O espelho reflecte certo; não erra porque não pensa.
Pensar é essencialmente errar.

Fernando Pessoa

À Maria Isabel de Souza Buambua, minha filha, que, no limiar dos seus quatro aninhos, busque sempre a lucidez de apreender a razão última das coisas.

À Márcia por tudo que nos ensinamos.

AGRADECIMENTOS

O contato com um meio físico e intelectual, bem como a interação com uma cultura diferente, durante a minha estada no Brasil, marcar-me-á profundamente. Por outro lado, a aquisição do conhecimento como um fim em si mesmo culmina sempre graças, não apenas ao empenho e interesse pessoal, fundamentais, por sinal, mas, principalmente, ao esforço conjunto de pessoas, organismos e instituições que geram, difundem e financiam esse conhecimento de forma sistêmica.

Na minha breve passagem pelo Instituto de Geociências da UNICAMP, sinto-me em dívida com algumas pessoas que me proporcionaram estímulos, críticas e sugestões para a elaboração deste trabalho. Destarte, consigno-lhes o meu mais elevado agradecimento. Especial gratidão devo ao professor Dr. Saul Barisnik Suslick, meu orientador, pelo desvelo ao tema sobre Angola, e principalmente por ter aceito conduzi-lo, pois, sem a sua orientação, nenhuma página teria sido escrita.

Aos professores Doutores Iran F. Machado e Celso Pinto Ferraz que, com as suas aulas magnas, me brindaram com a sua perspicaz inteligência e experiência.

Agradeço ao professor Dr. André Tosi Furtado pelas sugestões iniciais, muito importantes para a efetivação desta dissertação.

Ao professor Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra que contribuiu com oportunas observações, graças a sua experiência em energia.

Agradeço ao Márcio R. Mello, René Rodrigues e Tikai Takaki (CENPES-Petrobrás) pela receptividade, desde a primeira vez que tive o prazer de conhecer o Setor de Geoquímica, e pelas facilidades proporcionadas para pesquisa bibliográfica no CENPES.

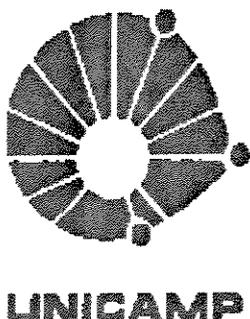
Ao Francisco Nepomuceno Filho, Petrobrás/IG-UNICAMP, pelos valiosos comentários que enriqueceram este trabalho.

Ao geólogo guineense Orlando Cristiano da Silva, IEE-USP, pelos calorosos debates sobre o (des)rumo energético da África.

A todos funcionários do Departamento de Administração e Política de Recursos Minerais em especial a Cristina, a Tânia, e as bibliotecárias Márcia, Cássia, Dora e Marta (CDPCT) pela paciência nas minhas diversas solicitações.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela bolsa auferida.

Por fim e não por último, agradeço a todos que direta ou indiretamente, coercivamente ou não, prestaram sua valiosa contribuição, sem a qual a elaboração desta dissertação não teria sido possível.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS

ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE RECURSOS MINERAIS

PETRÓLEO EM ANGOLA: ANÁLISE ECONÔMICA E PERSPECTIVAS

RESUMO

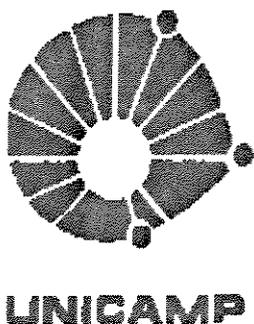
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Lino Sobrinho Buambua

A expansão da produção angolana do petróleo bruto, efetuada pelas principais companhias internacionais de petróleo como a Chevron, Texaco, Shell, Elf Aquitaine, Total, Agip, Fina , Petrobrás etc., é analisada, aqui, no contexto geral da evolução da indústria mundial do petróleo.

A partir do final da década de 70, logo após a crise do petróleo de 1973, Angola transformou-se num dos mais dinâmicos mercados de exploração e produção de petróleo da África Austral. Dessa forma, o objetivo principal desta dissertação é analisar a conjuntura da indústria do petróleo de Angola, procurando depreender a estrutura de mercado, a sua organização, bem como a forma sob a qual a indústria angolana se insere no mercado internacional do petróleo.

Por outro lado, face à luz da nova perspectiva de paz, faz-se uma análise das tendências prospectivas do mercado angolano de petróleo, com a elaboração de possíveis cenários de produção até o ano 2000.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS

ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE RECURSOS MINERAIS

ANGOLAN OIL MARKET: ECONOMIC ANALYSIS AND PERSPECTIVES

ABSTRACT

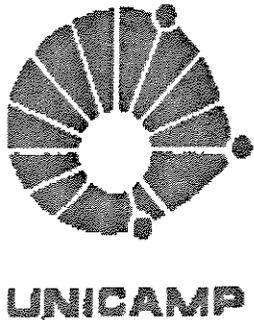
MASTER OF SCIENCE DISSERTATION

Lino Sobrinho Buambua

This dissertation intends to analyse the expansion of crude oil Angolan output, within the context of the evolution of the world oil industry, carried out by the main international companies such as Chevron, Texaco, Shell, Elf, Total, Agip, Fina, Petrobrás and so on.

Since the late 1970s, Angola has become one of the most dynamic exploration and production markets of Southern Africa. In this manner, the main goal of this dissertation is to analyse the state-of-art of Angolan oil industry, focusing its market structure and organization, as well as its position in the oil international market.

On the other hand, regarding the perspective of peace process, this study projects the possible scenarios for the Angolan oil industry in coming years.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS

ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE RECURSOS MINERAIS

LE MARCHÉ DU PÉTROLE DE L'ANGOLA: ANALYSE ÉCONOMIQUE ET PERSPECTIVES

RÉSUMÉ

DISSERTATION DE MASTER EN SCIENCE

Lino Sobrinho Buambua

Cette étude examine, dans le contexte général de l'évolution de l'industrie pétrolière mondiale, la croissance de la production du pétrole de l'Angola, accomplie par les compagnies étrangères comme la Chevron, Texaco, Shell, Elf, Total, Agip, Fina, Petrobrás etc...

À partir du final des années 70, l'Angola se transforme en l'un des plus dynamiques marchés d'exploration et de production de pétrole de l'Afrique Australe. Ainsi, le principal objectif de cette dissertation c'est d'analyser la conjoncture de l'industrie pétrolière d'Angola, en cherchant à mettre en évidence la structure de marché, la organisation et la forme comme l'industrie angolaise s'insère dans le marché international du pétrole.

D'autre part, face à la nouvelle perspective de paix, nous analysons les tendances futures du marché angolais du pétrole.

SUMÁRIO

Citação	i
Dedicatória	ii
Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Abstract	v
Résumé	vi
Sumário	vii
Listas das siglas, abreviações, figuras e tabelas	viii
INTRODUÇÃO GERAL	1

CAPÍTULO I

GÊNESE DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO	5
I.1 - Síntese Histórica da Formação da Indústria Mundial do Petróleo	5
I.2 - Formas de Atuação das Grandes Companhias Internacionais do Petróleo, as “sete irmãs”	8
I.3 - A Formação da OPEP e a Crise do Petróleo de 1973	13
I.4- Principais Contratos Entre as Companhias Internacionais e os Países Proprietários de Petróleo	17

CAPÍTULO II

PANORAMA ATUAL DO MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO	19
II.1 - Aspectos Técnicos	19
II.2 - Reservas	22
II.3 - Produção	25
II.4 - Consumo	30
II.5 - Preços	32
II.6 - Reestruturação do Mercado Internacional do Petróleo	35

CAPÍTULO III

ANÁLISE DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO DE ANGOLA	37
III.1 - Introdução	37
III.2 - Breve Histórico do Petróleo em Angola	42
III.3 - Geologia do Petróleo	44
III.3.1- Litoestratigrafia da Bacia do Congo (Cabinda-Angola)	47
III.3.2- Litoestratigrafia da Bacia de Kuanza	50
III.3.3- Litoestratigrafia da bacia de Namibe	55
III.4 - Recursos	57
III.5 - Reservas	58
III.6- Produção	59
III.7- Principais Áreas de Exploração e Produção e Respectivas Companhias Operadoras	65
III.7.1- Principais Tipos de Contratos Assinados Pelo Estado Angolano e as Companhias Internacionais de Petróleo	70
III.7.2- Política Nacional do Petróleo	74
III.8- Investimentos	77
III.9- Consumo e Refino	82

CAPÍTULO IV

PERSPECTIVAS FUTURAS DO MERCADO ANGOLANO DO PETRÓLEO	85
Conclusão	92
Referências Bibliográficas	96

LISTAS DAS SIGLAS, ABREVIACÕES, FIGURAS E TABELAS

b: barril, unidade de volume americano que equivale a 159 litros de capacidade

b/d: barril por dia

t: tonelada

1t equivale a 7,33 barris

1b/d equivale a 50 t/ano

API: American Petroleum Institute

OPEP: Organização dos Países Exportadores de Petróleo

Sonangol: Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola

MPLA: Movimento Popular de Libertação de Angola

UNITA: União Nacional de Independência Total de Angola

FNLA: Frente Nacional de Libertação de Angola

O&GJ: Oil and Gas Journal

BP: British Petroleum

OCDE: Organização de Cooperação e Desenvolvimento Económico

PECP: Países de Economia Centralmente Planejada

PD: Países em Desenvolvimento

GLP: Gás Liquefeito de Petróleo

CENPES: Centro de Pesquisas da Petrobrás

Petrobrás: Petróleo Brasileiro

LISTAS DAS FIGURAS

Fig. 2.1. Etapas Técnicas da Indústria Mundial do Petróleo

Fig. 2.2. Distribuição Atual das Reservas Mundiais do Petróleo

Fig. 2.3. Produção Mundial do Petróleo em 1994

Fig. 2.4. Evolução dos Preços Mundiais do Petróleo

Fig. 3.1. Localização da República de Angola

Fig. 3.2. Principais Bacias Sedimentares de Angola

Fig. 3.3. Correlação das Bacias Sedimentares de Angola

Fig. 3.4. Principais Áreas de Produção do Petróleo de Angola

Fig. 4.1. Possíveis Cenários de Produção Futura do Petróleo em Angola

LISTAS DAS TABELAS

Tab. 2.1. Custos de Produção em Diferentes Regiões do Mundo

Tab. 2.2. Consumo Mundial do Petróleo em 1994

Tab. 3.1. Evolução da Produção do Petróleo em Angola (1970-1994)

Tab. 3.2. Áreas e Empresas que Produziram em 1994

Tab. 3.3. Os 24 Países Maiores Produtores de Petróleo em 1994

Tab. 3.4. Investimentos em Petróleo em Angola

Tab. 3.5. Consumo e Refino do Petróleo em Angola

Tab. 4.1. Comparação do Risco Político entre Angola e Outros Países da África

Tab. 4.2. Possíveis Cenários de Produção Futura em Angola (1995-2000)

INTRODUÇÃO GERAL

Ao prover a maior parte de energia primária, o petróleo tem sido ao longo do século XX o principal produto que move a economia e a sociedade mundiais.

Os múltiplos produtos obtidos a partir do petróleo possuem inúmeros e variados usos, cuja importância para as sociedades modernas é singular e inquestionável, até pelo menos a médio prazo. É, sobretudo, o caso de produtos de origem petroquímica como materiais plásticos, têxteis, borracha, sintéticos, detergentes, fertilizantes etc.

A excepcional versatilidade do petróleo como base material para a manufatura de uma extensa gama de produtos, sua facilidade no transporte e armazenamento, sua particular eficiência no fornecimento de energia para transporte, matéria prima para lubrificantes e base para petroquímica são fatores, entre outros, que estimularam o crescimento da indústria e deram ao petróleo maior importância nas economias de países produtores e consumidores.

O desenvolvimento e a grande industrialização das economias ocidentais no pós-guerra sustentaram-se sobre um enorme consumo energético, predominantemente de petróleo, obtido a preços muito baixos até início de 1973. A quadruplicação do seu preço decretado unilateralmente pela Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em outubro de 1973, provocou uma grande crise energética que acabou levando a economia mundial à uma profunda recessão.

De um modo geral, a partir daquela data a atenção destinada aos aspectos econômicos da energia em geral, e do petróleo em particular, tem aumentado cada vez mais, embora essa preocupação a rigor não seja nova e remonta desde o início da Revolução Industrial.

Haja vista a disparidade natural na distribuição geográfica das reservas mundiais de petróleo, o seu carácter estratégico que ocupava há alguns anos, o envolvimento de nações desenvolvidas e em desenvolvimento, a sua geopolítica e o predomínio de grandes corporações transnacionais e nacionais fazem a indústria do petróleo possuir uma estrutura complexa e poderosa, com importantes desdobramentos nos aspectos energéticos, militares, econômicos, políticos e sociais.

Por outro lado, especificidades a si inerentes fazem-na uma indústria peculiar, constituída de um conjunto de atividades que consistem desde a pesquisa, extração, refino, transporte e distribuição de petróleo. Tudo ocorre ao longo de uma sequência que vai do "poço ao posto", constituindo uma indústria de natureza internacional, intensiva em capital e caracterizada principalmente por uma demanda de tecnologias em constante inovação.

A poderosa indústria de petróleo é dominada, desde o seu surgimento até 1950, por um pequeno número de grandes empresas internacionais, conhecidas como "sete irmãs", sendo cinco americanas, uma inglesa e outra de capital holandês e inglês. Essas empresas comportavam-se como grandes impérios, dominando todas as relações de troca, o controle tanto a jusante quanto a montante, colocando preços que mais as convinham, e, por fim, impondo, sem contraproposta, a política de interesses das potências americana e europeia.

Somente no início da década de 50 e no decorrer da de 60 que se desencadeia um movimento de manifestações em defesa do petróleo como recurso nacional, cujo controle significaria a defesa da soberania dos países, principalmente os produtores do Terceiro Mundo. Face a esses movimentos, dá-se o surgimento de empresas nacionais de vários países produtores e não produtores, alterando, de certo modo, o domínio integral das "sete irmãs".

Esta dissertação não ambiciona dissecar os meandros da complexa indústria mundial de petróleo, porém, as afirmações acima servem de orientação no que se refere à metodologia usada para a elaboração da mesma. Nesse sentido, embora trate-se, nesta dissertação, de um tema específico, como o próprio título enuncia - Petróleo em Angola : análise econômica e perspectivas -, ocorre que a integração e a característica globalizante do petróleo, consequência da distribuição irregular dos recursos e dispersão das áreas de produção e consumo no mundo implica que a formulação ou a análise da política interna de um determinado país necessariamente há que se ter em vista o contexto internacional. Essa, entre outras características, se somou ao interesse pessoal de, ao invés de estudarmos apenas a indústria angolana do petróleo, fazer uma dissertação contendo uma síntese geral da indústria internacional, devido à escassez desse tipo de estudos em Angola. Essa idéia, portanto, defrontou-nos com um desafio : como, diante da vasta extensão e complexidade da indústria mundial do petróleo, poder-se-ia fazer um resumo aprofundado de suas principais fases, desde o surgimento histórico passando pela estrutura organizacional, etapas técnicas até o panorama atual das reservas, produção, consumo e preços?

Mas, por outro lado, a natureza multidisciplinar deste estudo induz à idéia de demarcação e início da pesquisa, consubstanciada, metodologicamente, no levantamento bibliográfico de informações secundárias através das bibliotecas da Petrobrás, Unicamp, USP e UFRJ. A realização de entrevistas com engenheiros, geólogos e técnicos da Petrobrás que atuam no mercado angolano e o conhecimento do autor na região também fazem parte da metodologia utilizada para a elaboração desta dissertação. Com base nisso, o trabalho foi dividido em duas partes principais: a primeira parte mostra, de forma resumida o estado-da-arte da indústria mundial do petróleo, abordando desde o momento da sua formação até à distribuição atual dos indicadores internacionais. A segunda parte da dissertação faz um levantamento da conjuntura da indústria de petróleo em Angola, buscando-se depreender o seu surgimento, a estrutura atual, bem como a forma sob a qual a indústria angolana se insere no mercado internacional de petróleo. Com isso pretende-se, como objetivo principal da dissertação, analisar as razões fundamentais que levaram a indústria angolana de petróleo a um rápido crescimento, mormente durante as décadas de 80 e 90, tornando Angola o 5º maior produtor de petróleo de todo o continente africano, o segundo da região Subsaariana e vigésimo quarto produtor do mundo. Com reservas provadas avaliadas em mais de 5,8 bilhões de barris, em 1995, a produção angolana de petróleo aumentou de escassos 85 mil barris diários em 1970 para mais de 570 mil barris diários em dezembro de 1994. Um aumento considerável, tendo ficado apenas atrás da Nigéria, Líbia, Argélia e Egito, sendo que a Nigéria é o maior produtor africano com uma produção de aproximadamente 2 milhões de barris por dia, em 1994.

Formando um nítido contraste com o declínio, beirando ao caos, de quase todos setores produtivos da economia angolana, o setor de petróleo representa mais de 96% das receitas de exportações de Angola, tornando o país altamente dependente em petróleo. Favorecido pela contínua expansão dessa indústria e pela estagnação dos outros setores, em 1993 o peso do setor de petróleo no PIB foi de 50%.

Apesar de imperar, ainda, a instabilidade política causada por uma longa guerra civil, paradoxalmente, a indústria de petróleo continuou crescendo e atraindo várias companhias internacionais como Chevron, British Petroleum (BP), Texaco, Elf Aquitaine, Shell, Petrofina, Total, Petrobrás etc., que transformaram o petróleo na própria vida econômica, ou talvez na própria guerra. Portanto, não contemplando outras pretensões, esta dissertação é apenas um resultado de reflexões contextualizadas no seio dessa realidade.

Assim sendo, a dissertação foi dividida e desenvolvida ao longo de 4 subseqüentes capítulos, sintetizados como se segue:

- O primeiro capítulo inicia-se localizando, no tempo e no espaço, o surgimento, a organização e o crescimento da indústria petrolífera mundial; abordando o contexto histórico, até como prelúdio para a compreensão do seu momento mais recente. A evolução da estrutura mundial do petróleo desde a descoberta por Edwin Laurentine Drake, na Pensilvânia, em 1859, é resumidamente descrita, destacando-se o predomínio americano nos primeiros 50 anos da indústria do petróleo, marcado pela ascensão do monopólio da Standard Oil de John Rockefeller. Outra referência é feita no que diz respeito à internacionalização da indústria mundial do petróleo, feita pelas "sete irmãs" que organizaram o cartel do petróleo. Esse mesmo capítulo aborda ainda a formação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo(OPEP), que introduz profundas alterações no cenário internacional do petróleo com o controle parcial da produção mundial, embargo ao envio de petróleo para os países do Ocidente e elevação dos preços do petróleo a partir de 1973. Essa ação da OPEP provoca uma crise energética que deixa marcas indeléveis em toda a economia mundial. Por fim, o capítulo 1 termina com a descrição dos principais tipos de contratos existentes entre as companhias internacionais de petróleo e os respectivos países detentores de jazidas de petróleo.

- No capítulo 2 trata-se especificamente de mostrar o panorama atual do mercado internacional, enfatizando os índices recentes e a distribuição geográfica das reservas, produção, consumo, preço e comércio mundial do petróleo. Também faz-se uma apresentação das etapas técnicas que comumente constituem a indústria do petróleo, as estratégias das empresas internacionais e as políticas de realocação geográfica implementadas a partir da crise de 1973. Na verdade, após a crise do petróleo, as empresas multinacionais de petróleo são obrigadas a estender as suas atividades para outras regiões do globo, e Angola é então enquadrada também nessa política ao lado de outros países.

- O capítulo 3 é dedicado somente, de maneira particular, à análise do mercado angolano do petróleo. Inicia-se com uma introdução, apresentando as características geográficas e econômicas do país, seguido de um breve histórico descrevendo as primeiras manifestações do petróleo e o surgimento, ao longo do tempo, da indústria moderna angolana, desde a sua estruturação e participação no mercado internacional.

- No quarto e último capítulo faz-se uma análise prospectiva da indústria angolana do petróleo. Levando em consideração o atual estágio dos acordos de paz e as perspectivas da sua consolidação, este capítulo analisa as tendências do comportamento da produção do petróleo em Angola até o ano 2000. São projetados três cenários: otimista, intermediário e pessimista sobre a produção angolana de petróleo nos próximos anos.

CAPÍTULO I GÊNESE DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO

I.1 - Síntese Histórica da Formação da Indústria Mundial do Petróleo

Está, de fato, configurado na historiografia do petróleo que os egípcios, os assírios, os babilônios, os persas, os mesopotâmios, os chineses e os índios da América pré-colombiana já utilizavam o petróleo de forma rudimentar, há vários séculos, para diversos fins, entre os quais medicinais, domésticos, militares etc.

A despeito disso, e de pequenas extrações de petróleo na Rússia e na Romênia, a verdadeira indústria de petróleo nasce, na era moderna, a partir de 1859 em Titusville, na Pensilvânia, nos Estados Unidos da América, com Edwin Drake que deu início a "era do hidrocarboneto".

O petróleo viria desde então a transformar-se na principal fonte de energia que mudaria o rumo da sociedade moderna. Os seus diversos usos e produtos entre os quais o querosene que viria a substituir o óleo de baleia na iluminação, bem como a utilização de gasolina e diesel nos motores de veículos são algumas das razões fundamentais que proporcionaram a gênese e expansão da indústria de petróleo.

Um ano após a descoberta de Edwin Drake, a novidade se expande rapidamente por todo país e várias empresas se formam para perfurar petróleo nos arredores da Pensilvânia, era o nascimento da indústria americana, onde predomina exclusivamente até os primeiros 50 anos. Ou seja, de 1860-1910, o desenvolvimento da indústria de petróleo ocorre restrito apenas aos Estados Unidos, onde o "capitalismo americano favorece uma concentração industrial que é acarretada pelas características técnicas da nova indústria: descobertas de novos métodos de perfuração, a importância do refino e do transporte" (MARTIN, 1992, p.53).

John Davidson Rockefeller percebe que a partir do refino de petróleo obtém-se diversos derivados como querosene, lubrificantes, gasolina, óleo diesel, óleo combustível etc., e que o transporte e venda desses mesmos produtos seria uma excelente fonte de riqueza. Assim, Rockefeller propõe-se então a refinar e distribuir para todos os EUA e no exterior produtos de qualidade padronizada, produzidos através da sua empresa, a Standard Oil Company of Ohio, que fundara em 1870.

John Rockefeller e a Standard Oil são um marco importante na indústria petrolífera americana, pois, dez anos depois da fundação da Standard Oil, Rockefeller já controlava 90 % do mercado de refino americano; com uma rede própria de oleodutos e navios. Esse domínio se estende até aos setores de transporte e venda de produtos petrolíferos. A ausência de concorrência e de clima de competição leva Rockefeller a viver uma época de ouro, vendendo os seus produtos não só nos EUA mas no mundo inteiro.

A estratégia de Rockefeller de monopolizar o mercado a partir do domínio do refino, transporte e distribuição de produtos derivados é tão bem sucedido que inaugurou um comportamento empresarial que alcançou sua glória neste século XX: o truste, ou seja, a fusão de várias empresas em apenas uma, onde não precisa mais negociar as tarifas e os preços com ninguém. Rockefeller era o único que comprava o

petróleo bruto dos produtores e a sua empresa, a Standard, afixava na porta das suas refinarias o preço pela qual compraria o petróleo e, mais tarde, refinava e vendia os produtos “padronizados” pelo preço que ele desejava.

Por outro lado, ao mesmo tempo que nos Estados Unidos da América a Standard Oil Company comandada por Rockefeller formava o seu império, na Rússia (Cáucaso), atual Bakú, no Arzebajão um grupo de origem sueco, formado por vários irmãos, e comandado por Emmanuel Nobel também dominava a produção russa de petróleo. O grupo dos irmãos Nobel formou uma considerável fortuna baseado não apenas na exploração e produção de petróleo mas também na produção de armamento e outras diversas atividades.

O declínio da Standard Oil começa a se configurar a partir do momento em que é formulada a legislação anti-truste nos EUA. O chamado Sherman Act condena “toda coalizão suscetível de restringir o comércio e as trocas”. A pressão política contra Rockefeller o faz transformar a Standard de uma empresa truste para uma holding de tipo financeira. A Suprema Corte americana condena a Standard a desmantelar-se em outras sociedades juridicamente independentes. Ninguém esperava que esse desmembramento da Standard fosse dar origem ao nascimento de 3 grandes companhias internacionais de petróleo, que vão fazer parte da família das “sete irmãs”, e, atualmente, são das grandes e prestigiadas multinacionais de petróleo. As “maiores” que se originaram a partir da Standard Oil Company são:
Standard Oil of New Jersey (ex-ESSO e atual EXXON)
Standard Oil of New York (atual Mobil)
Standard Oil of Califórnia (ex-Socal e atual Chevron).

O período que de 1911 a 1928 é o da expansão da indústria internacional de petróleo, da América para o mundo, e as três empresas que se originam do desmembramento da Standard Oil se juntam às outras duas americanas, a Gulf e Texaco, e duas europeias-Royal Dutch-Shell e Anglo-Persian Oil Company (atual British Petroleum) - para formar o cartel internacional de petróleo que veio a ser conhecido como as “sete irmãs”.

Antes disso, a Shell Trading & Transport Co uma empresa inglesa que atuava em comércio e transporte de pérolas e conchas, vide o seu famoso logotipo representando uma concha, possuía frotas de grandes navios e caminhões. A Royal Dutch era uma empresa de capital holandês que já produzia petróleo desde 1885 no sultanato de Sumatra. Como a Royal não possuía navios nem caminhões, o oposto da Shell, para transportar os seus produtos, nasceu assim o interesse em unir as duas empresas, passando então a se chamar Royal Dutch-Shell, junção concretizada em 1907, formando a maior companhia petrolífera do mundo atualmente.

A atual empresa britânica British Petroleum (BP) se originou da nacionalização, em 1954, dos interesses da Anglo-Iranian Oil Company. Na verdade, antes de ser Anglo-Iranian se chamava Anglo-Persian Oil Company, uma companhia financiada com capital do Governo britânico para explorar petróleo na concessão da Pérsia, autorizado pelo Governo de Teerã. As sólidas posições de influência dos britânicos no Oriente Médio e principalmente no seu protetorado da Pérsia garante-lhes a concessão de uma ampla área para exploração de recursos minerais, pelo xá Nasr em 1872. A exploração dessa extensa área leva à descoberta de campos petrolíferos, cuja produção

dá origem à Anglo-Persian Oil Company, em 1909. Quando a Pérsia passou a ser o atual Irã, em 1935, a Anglo-Persian também mudou de nome passando a se chamar Anglo-Iranian Oil Company, em 1938. Finalmente quando o Irã decreta a nacionalização do seu petróleo, a empresa britânica é forçada a mudar para o seu atual nome, British Petroleum.

A Gulf foi criada em 1901 por William Mellon e seu parceiro húngaro Anthony Lucas, tendo atuação principalmente dirigida para o estado americano do Texas. A Gulf chegou a ser uma das primeiras companhias totalmente integradas, porém não conseguiu competir com as outras grandes na década de 80, e acabou sendo comprada pela Chevron por US\$ 13,2 bilhões, em 1984.

A Texaco surgiu no Texas, fundada por um proprietário de uma pequena refinaria, que se associou a um banqueiro de New York. Antes da participação internacional como uma das “maiores”, a Texaco conseguiu fazer grandes descobertas no mercado americano, principalmente nos estados de Louisiana e Oklahoma.

Portanto, Texaco, Gulf, Royal Dutch-Shell e BP e mais as três companhias descendentes da Standard Oil (Esso, Mobil e Socal) vão formar o conjunto das sete poderosas empresas multinacionais que dominaram, dominam e certamente dominarão por muito tempo o mercado e a história do petróleo mundial.

L.2 - FORMAS DE ATUAÇÃO DAS GRANDES COMPANHIAS INTERNACIONAIS DE PETRÓLEO AS “SETE IRMÃS”

A Shell, BP, Gulf, Texaco, Esso, Mobil e a Socal formavam o grupo das sete grandes empresas multinacionais de petróleo. Inicialmente, elas vão se enfrentar em uma concorrência que visava a busca de hidrocarbonetos, não apenas no interior dos EUA, onde iniciou a indústria, mas também no mercado internacional. Cada empresa procurava, através da sua estratégia, maximizar os seus lucros e aumentar cada vez mais os seus interesses em escala global.

Ocorre que durante a I Guerra Mundial, o petróleo mostra-se muito indispensável e usado em grandes quantidades, devido à mecanização das armas, uso como combustível para navios de guerra, caminhões para transporte de tropas, tanques etc., fazendo com que o governo americano decidisse pela preservação das suas reservas. Em 1920, o governo americano obriga as empresas a importarem petróleo bruto, estimulando-as a pesquisar e produzir petróleo dentro e fora do território americano. É a partir desse período que as “sete irmãs” começam a se instalar principalmente no Oriente Médio, México, Venezuela etc.

Em 1928 é assinado o acordo no castelo de Achnacarry, na Escócia, visando, segundo as empresas, organizar através de regras informais a concorrência para as “majors”. Esse acordo, na realidade, significou a preparação das principais normas de cartelização do mercado internacional para o domínio absoluto das “sete irmãs”. O acordo de Achnacarry foi assinado pelos presidentes da Shell, Esso e Anglo-Iranian (BP) seria mais tarde ratificado pelos outros quatro presidentes das companhias restantes, Texaco, Gulf, Mobil e Socal. Esses presidentes corroboraram a estratégia de atuação em grupo, alinhando os preços no mercado de acordo com os interesses do grupo, regulação da oferta a partir do controle das grandes reservas e da produção que deve permanecer em poder das grandes companhias.

Na realidade, o acordo de Achnacarry representava, no plano institucional, a oficialização da forma mais sofisticada de controlar, tanto a jusante quanto a montante, o mercado mundial de petróleo partilhado apenas pelas “sete irmãs”, segundo (PERCEBOIS, 1989, p.413).

Para preservar sua taxa de lucro as sociedades signatárias do acordo deveriam evitar excedente na produção que façam baixar os preços, sendo necessário planejar antes de produzir e investir. É assim que em 1952 as sete sociedades transnacionais forneciam mais de 90% do suprimento mundial de petróleo e controlavam em torno de 3/4 das atividades de refino e distribuição de produtos petrolíferos. A dominação das majors passa a ser exercida desde então sem a divisão do conjunto do mercado internacional até a final da década de 50.

O acordo do cartel incidia simultaneamente sobre a quantidade de petróleo que deverá ser colocada à disposição do mercado e sobre o nível dos preços que deveriam prevalecer. O controle dos princípios adotados no acordo de Achnacarry ficam a cargo e competência de uma “associação”, mas esse sistema não funciona exatamente como era previsto e as outras convenções assinadas em 1930, 1932 e 1934 se esforçaram

para cumprir os dispositivos previstos inicialmente (que propunha um sistema de penalidades em caso de desrespeito aos acordos).

O encontro, que serviu para acabar a concorrência entre as grandes sociedades petrolíferas, evitar a guerra dos preços e decidir as formas de repartição do mercado, compreendeu uma declaração preliminar que significava a justificativa técnica das medidas de controle a serem adotadas e o esboço de certas respostas aos ataques e pressões políticas e econômicas que possivelmente poderiam ser feitas pela opinião pública. Também trazia uma carta de princípios com disposições práticas para estabelecimento de um acordo de cooperação internacional e fortalecimento do comércio mundial de petróleo.

De modo geral, o acordo de Achnacarry trazia como parte mais importante um enunciado de princípios práticos, cujos seis mais importantes podem ser sintetizados como se segue:

-aceitação do atual volume de negócios de cada companhia signatária (inclusive serviria como base referencial para cálculo das expansões futuras);

-garantia de que só haveria novas instalações de distribuição se fossem necessárias para suprir o aumento da demanda;

-reconhecimento da vantagem de suprimento de uma zona geográfica ser feito pela produção dessa mesma zona;

-maximização da eficiência e da economia nos transportes, suprindo-se os mecanismos pela área de produção mais próxima;

-redução dos excedentes de produção dentro de cada área de produção, tentando eliminar ou oferecer o excedente a preços competitivos em relação à produção de outra área geográfica;

-condenação de toda medida cujo efeito possa vir a aumentar o preço e conseqüentemente reduzir o consumo.

O mais importante desses princípios é o primeiro que, de fato, comprova um verdadeiro acordo de cartel, indicando a divisão muito precisa do mercado, não sómente consagra as posições adquiridas por cada um do grupo, mas consolida e garante as parcelas de cada um nas futuras expansões. Esse acordo é aplicado em todo mundo, excetuando os EUA, onde as condições jurídicas e certas legislações anti-truste condenavam esses tipos de acordos.

A forma de atuação das sete grandes companhias de petróleo, visando maximizar os seus lucros não se fazia apenas pelo controle da oferta e demanda e monitoramento das reservas, mas também principalmente pelo controle dos preços do transporte e refino. Para isso, o acordo de Achnacarry instituiu o "Texas Gulf-Plus Pricing System", que é um conjunto de medidas destinadas a bloquear mundialmente os preços de petróleo, desde 1928 até 1973.

Esse sistema de fixação do preço do petróleo no mercado mundial simplesmente não levava em consideração as condições geológicas, os custos e a distância geográfica de onde estava sendo produzido o petróleo. O sistema estabeleceu que todo o petróleo deve ser considerado como se fosse produzido no golfo do México e para se saber o preço era só reportar ao jornal Platt's (um jornal comercial de Cleveland que publicava a cada dia o preço do petróleo).

Como os preços eram baixíssimos, a concorrência com as “sete irmãs” fez com que os pequenos produtores desaparecessem, pois os seus custos eram muito mais elevados do que o custo mundial. Também, ao considerar como base o petróleo do golfo do México, a venda do petróleo produzido no Oriente Médio a custos bastante baixos proporcionava excelentes lucros ao cartel, que tinha o poder de baixar ainda mais a qualquer instante os preços.

Até o início de 1950, o Oriente Médio continuava sendo a principal região de produção de petróleo mundial, com as majors controlando 99% da produção. As cinco sociedades americanas dominavam 45% da produção, ao passo que o restante 54% pertencia às companhias britânicas Shell e BP, os primeiros a dominar a região. Além do Oriente Médio, a outra região que se destaca em produção era a Venezuela e o México, onde o maior predomínio era das “majors” americanas.

Na década de 50, ainda em plena reconstrução da guerra, muitos países consumidores da Europa, entre eles a França, a Itália e a Espanha, se sentem altamente dependentes do cartel para aquisição de petróleo para o seu suprimento energético. É justamente pensando em libertar-se dessa dependência que começam a ser criadas algumas empresas públicas desses países, com objetivo estratégico de assegurar a independência no abastecimento energético e principalmente garantir o refino, a distribuição e, se possível, lutar por um espaço de produção com as “sete irmãs”.

Dentre países com essa perspectiva, vão jogar um papel a França que criara a Compagnie Française des Pétroles e o Bureau de Recherche Pétrolière que deu origem a ERAP, atual Elf Aquitaine. O outro país é a Itália, que criara a Ente Nazionali Idrocarburi-ENI-, que, como holding, enquadrava a Agip que já se ocupava de distribuição de produtos refinados dentro da Itália. A Agip, mais tarde, foi bem sucedida também na exploração e lavra de gás natural e petróleo, uma vitória pessoal de Enrico Mattei, o ex-comissário da Agip e criador da ENI. Além da França e Itália, a Espanha também criara em 1965 a Hispanoil para agrupar um certo número de sociedades, cujo o Estado era o proprietário majoritário. A Hispanoil teve destacada participação no Irã, Líbia, Kwait e Egito. Também os muitos países em desenvolvimento não tardaram em criar as suas empresas estatais. No Brasil, o Conselho Nacional do Petróleo instituído em 1939 deu lugar à criação da Petrobrás que iniciou as operações em 10 de maio de 1954.

Além, portanto, dessas empresas de capital público da Europa que decidem lutar contra o cartel, apareceram também as empresas americanas chamadas Independentes como Amoco, Arco, Conoco, Sun, Occidental, Getty, Sinclair etc., que estavam relegados a produzir apenas dentro do território americano, onde se confrontavam com elevados custos de produção e pesquisa. Essas empresas exercem uma forte pressão sobre o governo americano para participar do mercado internacional e são atendidas graças também à política do Governo federal dos EUA em preservar as

suas reservas. Com isso, essas firmas se juntam às empresas européias para pressionar o predomínio das “sete irmãs”.

Já no final da década de 50, o poder e o domínio do cartel internacional vai ser duramente questionado e começa a sofrer uma progressiva erosão, devido principalmente aos seguintes fatores, segundo (PERCEBOIS, 1989, p.426)

- 1-Penetração das companhias independentes no mercado internacional.
- 2-Emergência de companhias estatais de certos países importadores de petróleo; e
- 3-Reivindicações crescentes por parte dos países proprietários de recursos concedidos.

O terceiro e último fator assume uma grande importância, porque essas reivindicações vão aumentar consideravelmente, desembocando na crise de 1973. Os países em desenvolvimento comportam mais de 2/3 das reservas mundiais de petróleo, e a partir do momento em que as “majors” começaram a se formar para dominar o mercado internacional essas reservas nunca pertenceram aos respectivos países. A concessão de exploração das jazidas petrolíferas às companhias multinacionais, na realidade, significava a apropriação por parte dessas empresas dos recursos dos países nos quais se instalavam. As empresas internacionais exploravam e produziam petróleo no Oriente Médio e outros países em desenvolvimento a custos muito baixos, destinando apenas aos países proprietários, como recompensa, o pagamento de alguns impostos e “royalties”, enquanto elas obtinham altíssimos lucros. De fato, como afirma (CHEVALIER et alii, 1986, p.73) “as sociedades petrolíferas internacionais são o prolongamento local da economia capitalista mundial”.

De fato, os contratos que os países proprietários de jazidas de petróleo assinavam, geralmente concessões, nos quais os acordos eram grosseiramente desfavoráveis para eles não só pelos reduzidos royalties ou impostos que recebiam, mas principalmente pela imensidão das terras que eram concedidas às empresas transnacionais. Também, entre outras cláusulas contidas nessas concessões, a duração era de 50 a 75 anos, significando praticamente a entrega aos países estrangeiros das suas terras e recursos.

Porém, pouco a pouco, os países proprietários de petróleo foram adquirindo uma consciência e, embora cientes da real situação de falta de soberania e independência política, iniciaram um tímido movimento reivindicativo em direção à autodeterminação e busca de valorização dos seus recursos.

O México já o fizera logo após a II Guerra Mundial, sendo o primeiro país em desenvolvimento a nacionalizar a sua indústria petrolífera em 1938, paralisando, ainda que em parte, o domínio estrangeiro que pretendia esgotar o mais rápido possível as suas reservas.

Depois do México nacionalizar os seus recursos, havia chegado a hora do Irã em 1951 quando Mossadegh decretou a nacionalização do petróleo iraniano e a retirada imediata do seu território de todas as companhias internacionais. Concomitantemente, o poder e os interesses que envolvem o petróleo foram colocados em ação, com os EUA e a Europa boicotando o governo comandado por Mossadegh que foi eliminado dois anos depois, em 1953, quando as companhias retomaram os seus “direitos”. A partir desse incidente no Irã, os países produtores se sentem

ameaçados pelo capitalismo internacional, e só depois de 20 anos é que a Argélia ousou também nacionalizar os seus recursos, em 1970.

Enquanto isso, na medida em que aumenta a produção, os preços continuavam em queda livre. Para os países, a queda cada vez maior dos preços representava a diminuição das receitas. Não obstante a redução que já vinha ocorrendo, as sociedades internacionais impõem seguidas reduções de 18% nos preços em 1959. Um ano depois, atendendo um pedido da Esso, os preços são novamente desvalorizados em 18%, levando o preço do petróleo do Oriente Médio aos níveis mais baixos ainda. Em reação a essas sucessivas medidas unilaterais de desvalorização dos preços, os países produtores não apenas do Oriente Médio como também a Venezuela, da América Latina, vão se insurgir coletivamente contra o cartel internacional e formar a OPEP.

L3 - A FORMAÇÃO DA OPEP E A CRISE DO PETRÓLEO DE 1973

Com objetivo de formar uma aliança comum englobando os países produtores de petróleo para reivindicar os seus interesses perante às companhias internacionais foi criada a OPEP, em outubro de 1960. Esse organismo visava, principalmente, fazer face à constante desvalorização dos preços e tentar limitar, em seus países, o domínio da companhias estrangeiras.

O Kwait, a Arábia Saudita e o Iraque eram responsáveis por 40% de todas exportações mundiais de petróleo em 1960, ao passo que a Venezuela e o Irã cobriam o equivalente a 50% do restante das exportações. Partindo dessa premissa, um venezuelano, J.P. Perez Alfonso e um saudita, A. Tariki, percebem que a união entre esses cinco países representava nada mais do que 90% de toda produção consumida pelo mundo ocidental. É assim que Venezuela, Kwait, Arábia Saudita, Iraque e o Irã se juntam, em Bagdá, para formar a OPEP, sendo esses cinco países os membros fundadores. Juntos eles lutarão pela “unificação de políticas petrolíferas dos Estados-membros e a determinação de melhores meios para salvaguardar os seus interesses individuais ou coletivos. Criar e desenvolver meios para garantir a estabilidade dos preços de petróleo no mercado internacional, evitando danosas e desnecessárias flutuações. Assegurar receitas estáveis aos países produtores, assim como suprimentos eficientes, econômicos e regulares para os países consumidores. Finalmente, garantir um justo retorno do capital investido na indústria petrolífera” segundo (MARINHO JR., 1989).

Em resumo, o que a OPEP desejava era a estabilidade dos preços que poderia ser obtida com o controle ou regulação da produção; mas era necessário antes ampliar e fortalecer o recém criado organismo com admissão de novos membros. Isso veio a ocorrer com a junção de novos países como o Qatar (1961), Líbia e Indonésia (1962), Emirados Árabes Unidos ou Abu Dhabi (1967), Argélia (1969), Nigéria (1971), Equador (1973) e finalmente o Gabão (1975). Esses países-membros se somam aos cinco fundadores totalizando um organismo de 13 membros, que permanecem até hoje. Todos partilhando a idéia de que é necessário defender a soberania nacional, já que o petróleo é um recurso não renovável e essencial fonte de receitas para os seus governos. As economias internas dependem quase exclusivamente das exportações de petróleo.

Até 1970, uma década depois da criação da OPEP as suas decisões continuavam sendo ignoradas pelas companhias multinacionais de petróleo, que simplesmente se recusavam a reconhecer a existência desse organismo que embora seja responsável pela produção de 90% do petróleo mundial tinha poder mais aparente do que real.

Consciente dos seus limites, a OPEP, na provável dificuldade de colocar de imediato em prática e tornar viáveis os seus projetos reivindicativos de justa remuneração pela exploração controlada do seu petróleo e pela valorização do mesmo, inicia um trabalho de base, induzindo os seus membros a recuperarem progressivamente o controle da sua produção com a criação de empresas nacionais de petróleo.

Já em 1960 a Venezuela e o Kwait criaram as suas companhias nacionais de petróleo, a PDV e a KNPC, respectivamente. Seguem-se a Arábia Saudita que fundou a Petromin em 1962, a Argélia que criou a Sonatrach em 1963, o Iraque fundou a INOC em 1965, seguindo-se a Líbia que em 1969 criou a Linoco. O objetivo principal que levou esses países a criarem as empresas de capital predominantemente nacional era de passar eles próprios a produzirem o petróleo para poder preservar e valorizar os recursos, ficando inclusive com a produção excedente e, em virtude disso, tentar neutralizar a tendência de queda dos preços no mercado internacional.

Ocorre que até a década de 70, os resultados obtidos pelos países membros da OPEP nas suas reivindicações não passavam de uma simples harmonização do sistema fiscal, ou seja, apenas uma pequena melhora no recolhimento de impostos, permanecendo intactas as reivindicações de maior importância. Continuavam sem controlar a sua produção, o seu petróleo pertencia mais às companhias estrangeiras e aos consumidores do que aos países proprietários que vendiam um recurso não renovável do qual o preço tendia a baixar cada vez mais e a moeda ao qual era vendido, o dólar, se desvalorizava.

Em 1973, a luta que a OPEP travava nos bastidores, por vários anos, com as companhias internacionais aflora para o mundo. É a crise do petróleo. Após intensas reuniões entre os principais líderes árabes como Faiçal al Saub da Arábia Saudita, Hafez Assad da Síria, rei Hussein da Jordânia, Anuar Sadat do Egito, Houari Boumedienne da Argélia e o líder da OLP Yasser Arafat resolvem, em 6 de outubro de 1973, fazer um ataque ao Israel, com objetivo de recuperar os territórios árabes ocupados pelo Israel na guerra de Seis Dias, em 1967, e estabelecer o Estado palestino.

Enquanto decorriam os combates no campo de batalha, os países-membros da OPEP decidem abrir uma nova frente de combate: utilizar o petróleo como arma política, não apenas contra o Israel mas contra o ocidente que o apoiava. Reunidos no Kwait os membros da OPEP decidem coletivamente fazer uma redução de 5% por mês das exportações de petróleo, já a partir do mês de outubro de 1973, e redução da produção também em 5% em outubro e nos meses subsequentes. A OPEP decreta ainda um embargo total de petróleo aos EUA, Holanda, Portugal, África do Sul e todos países que eram considerados amigos de Israel.

Entretanto, as companhias multinacionais não davam credibilidade à decisão tomada pelos membros da OPEP, considerando como mais uma das várias que não resultaram em nada, e apenas em alguns efeitos psicológicos. Ninguém deu muita importância ao fato de que cada país-membro da OPEP conseguiria reduzir a sua produção em torno de 5% já em outubro e mais 5% nos meses subsequentes "até que o Israel se retirasse dos territórios ocupados em 1967, e até que o povo palestino fosse estabelecido nos seus direitos". A Arábia Saudita, que dias antes parecia querer adiar a decisão de participar do embargo, não titubeou decretando o embargo de todo petróleo para os EUA, seguindo o exemplo coletivamente.

Com o embargo correndo acima das expectativas esperadas pela OPEP, em novembro o corte do petróleo já havia atingido 25% da produção total, algo correspondente a uma redução de 6 milhões de barris por dia. Assim sendo, a OPEP decide unilateralmente o aumento de 70% dos preços do petróleo bruto árabe.

Alguns dias depois, os países africanos Líbia, Argélia e Nigéria aumentam em 90% o preço de petróleo bruto por eles produzido.

O aumento unilateral dos preços declarado pela OPEP faz com que o barril que custava US\$ 2,90 em meados de junho de 1973 passasse para US\$ 11,65 em janeiro de 1974. Esse aumento representava que em um intervalo de 7 meses, os preços de petróleo tinham quadruplicado, ou seja um aumento de 470%. Pela primeira vez em toda história da indústria de petróleo os países produtores poderiam fazer parte do mecanismo de formação de dos preços, passando a controlar a produção e os recursos. É a valorização da sua riqueza, com muitos países nacionalizando parte de interesses das companhias estrangeiras.

Para os que não acreditavam muito, os EUA, o Japão e os países europeus, começavam verdadeiramente a se preocupar, porém já era tarde demais. A tensão e a penúria nas economias já estavam praticamente instalados. O que parecia um simples aumento de preço de um produto passou a gerar uma crise política, econômica e, sobretudo, energética. O consumo mundial de produtos derivados de petróleo diminuía por dois anos consecutivos, pela primeira vez depois da II Guerra Mundial. A crise do petróleo ocorreu num momento em que os países ocidentais passavam por uma profunda crise econômica, o aumento dos preços de petróleo em 1973 apenas ajudou-os a mergulhar na recessão econômica.

As principais consequências decorrentes da crise do petróleo de 1973 são:

- Um crescimento inflacionário em quase toda economia mundial, com um aumento dos preços de produtos jamais visto após a II Guerra Mundial. Todos países importadores de petróleo se deparam com um crescente déficit na balança comercial, ocorrendo uma elevada demanda por moeda forte (dólar) para financiar as suas transações comerciais.

- No Japão houve racionamento de combustível e severas restrições ao consumo de energia, atingindo drasticamente as atividades industriais e levando à queda, pela primeira vez depois da II Guerra Mundial, o PIB japonês.

- Nos Estados Unidos da América a crise de 73 causou uma queda de 6% no PIB entre 1973 e 1975, enquanto o desemprego dobrou para 9%. Ocorre uma elevação dos preços de produtos americanos exportados, e também ocorre um déficit comercial considerável. A procura pelo dólar americano para financiar as despesas comerciais dos países importadores fez com que os EUA adotassem uma política monetária restritiva.

- Os países em desenvolvimento não-exportadores de petróleo se depararam com um considerável agravamento da sua dívida externa, para financiar o seu déficit cada vez mais crescente.

- As empresas internacionais de petróleo e os países industrializados iniciam um amplo processo de diversificação e busca de novas fontes de energia.

Com essa vitória política da OPEP, os países produtores viram as suas receitas de petróleo a elevarem-se rapidamente de US\$ 23 milhões em 1973 para US\$ 92

milhões em 1975 e US\$ 140 milhões em 1977. Enquanto os membros da OPEP sorriam com polpidos lucros de exportação de petróleo, o restante de países em desenvolvimento viam-se obrigados a pedir empréstimos externos para salvar as suas economias. O aumento dos preços do petróleo encareceu todos os bens de consumo, provocando inflação e recessão . Alguns países em desenvolvimento que vinham experimentando um crescimento econômico desde a década de 60 viram as suas aspirações naufragarem pela retração da demanda externa por seus produtos e aumento dos produtos industrializados que importavam. A inflação e recessão econômica mundial não deixaria de afetar os países em desenvolvimento, onde devido à debilidade das suas economias as conseqüências foram mais devastadoras, inibindo qualquer capacidade de crescimento ou desenvolvimento.

I.4 - PRINCIPAIS CONTRATOS ASSINADOS ENTRE AS COMPANHIAS ESTRANGEIRAS E OS PAÍSES PROPRIETÁRIOS DE PETRÓLEO.

Seja qual for a sua capacidade técnica, dificilmente uma empresa estatal de um país com grandes potencialidades petrolíferas consegue, sozinha, atingir a auto-suficiência em produção, realizando a perfuração de poços, construção de oleodutos e gasodutos, pesquisa, desenvolvimento e refino. A partir da década de 50, vários países em desenvolvimento portadores de jazidas de petróleo criaram as suas empresas nacionais com esse objetivo, mas muito poucos conseguiram e, coercivamente ou não, a maioria desses países acabou formando uma aliança com as companhias internacionais de petróleo para executarem as diversas fases que compõem a grande e complexa indústria de petróleo. Provavelmente a capacidade financeira desses países foi uma das razões para a formação dessas alianças com companhias estrangeiras, e atualmente essas alianças já se tornaram um fato-comum.

Antes de 1973, a maior parte de petróleo bruto produzido era regido por contratos de concessão, beneficiando completamente as companhias multinacionais que eram, assim proprietários da grande parcela de petróleo produzido. Em 1970, por exemplo, graças a esse tipo de contrato, as sete grandes companhias detinham 61% do petróleo bruto e as companhias independentes eram donos de 33%, ao passo que apenas 6% pertencia aos países proprietários de jazidas. Mesmo perdurando até hoje, esse tipo de contrato foi bastante transformado, podendo as alíquotas serem negociados de comum acordo dos interessados.

As principais categorias de contratos em vigor hoje no mundo para exploração e produção de petróleo bruto são ao número de 4: contratos de concessão, contratos de partilha da produção, contratos de serviços com cláusulas de risco e contratos de assistência técnica.

1-Contratos de Concessão. Esse tipo de contrato é o regime mais adotado nos países desenvolvidos como EUA, Canada, Reino Unido e Noruega, sendo esses dois últimos para exploração e produção no mar do Norte. Também alguns países africanos, como Angola, por exemplo, adotam contratos de concessão, só que as atividades da companhia estrangeira são feitas em "joint-venture" com a companhia estatal.

Os contratos de concessão consistem basicamente em: o Estado proprietário dos recursos petrolíferos outorga à companhia concessionária os direitos de exploração e desenvolvimento de uma determinada área do território, num determinado espaço de tempo. Em caso de descoberta comercial de petróleo bruto, a companhia concessionária suporta integralmente todos os custos de desenvolvimento e produção, podendo até comercializar o petróleo produzido para amortizar os seus custos. O Estado que faz a concessão é prontamente remunerado com "royalties", imposto de renda, taxas sobre venda, impostos sobre o excedente e outras taxas possíveis. O bom funcionamento desse regime depende muito do rigor de fiscalização do Estado que deve possuir um organismo competente para isso.

Por outro lado, as companhias multinacionais de petróleo assinam esse tipo de contratos nos países industrializados como EUA e mar do Norte porque "como as condições fiscais são muito mais favoráveis às companhias do que nos países da OPEP,

é compreensível que as sociedades petrolíferas tenham tendência a privilegiar essas zonas geográficas nas suas atividades exploratórias, mesmo que os riscos e os custos sejam sensivelmente mais elevados que em outros lugares” (PERCEBOIS, 1989, p.461).

2-Contratos de Partilha da Produção (production sharing agreements) . Essa categoria de contrato teve o seu início na Indonésia, um país essencialmente agrícola que utilizava esse tipo de acordo para incrementar a sua safra. Em 1967 decide introduzir os contratos de partilha da produção na indústria petrolífera, passando rapidamente a ser adotado por outros países em desenvolvimento, como Filipinas, Egito, China, Colômbia etc.

Os contratos de partilha da produção regem principalmente que o Governo proprietário dos recursos contrata uma companhia estrangeira com capacidade tecnológica e financeira para explorar e produzir petróleo. Fica sob responsabilidade da empresa estrangeira contratada a totalidade de riscos e custos decorrentes da exploração, desenvolvimento e produção de petróleo. Por outro lado, a empresa estrangeira recupera todos os custos de investimentos recebendo parte do petróleo produzido. Portanto, a parte do petróleo que a empresa estrangeira recebe para amortizar o capital gasto com exploração, desenvolvimento e produção é chamado de “cost-oil”, cuja quantidade varia de país para país, mas geralmente fica em torno de 40 a 50% do total de petróleo produzido. Após a retirada do “cost-oil” que cabe à companhia estrangeira para pagar as suas operações, resta então o chamado “profit-oil” que será “repartido” entre o Estado proprietário e a companhia estrangeira. Caso o Estado preferir pode receber a sua parte de petróleo sob forma de impostos, ficando a empresa multinacional com todo o petróleo encontrado. Mas, nesse último caso, as taxas de repartição são amplamente discutidas e previstas em contrato.

Na realidade, os contratos de concessão e os de partilha da produção são os principais tipos usados entre as companhias e os governos. Há uma sutil diferença entre os dois tipos: no primeiro caso, a companhia estrangeira é considerada proprietária de hidrocarbonetos que produzir, enquanto, que no segundo caso ela é legalmente proprietária de apenas uma parte da produção.

3-Contratos de Serviços com Cláusulas de Risco. Nesse regime de contrato a sociedade estrangeira é contratada pelo Estado de um país para explorar e produzir petróleo, porém ela não possui direito algum sobre a produção. A companhia contratada é remunerada financeiramente pelos serviços prestados. Não obstante, a empresa contratada pode ter preferência, em relação ao preço, caso queira comprar o petróleo bruto produzido. O Brasil foi um dos países que adotou esse tipo de contrato, em 1979.

4-Contratos de Assistência Técnica. As condições básicas estipuladas pelos contratos de assistência técnica são que as empresas multinacionais contratadas devem trazer a sua competência tecnológica para prestarem serviços ligados à exploração e produção de hidrocarbonetos, e, em contrapartida, recebem uma remuneração financeira. Elas não terão direito ao preço preferencial, como na anterior, caso queiram comprar o petróleo produzido. As companhias estrangeiras são consideradas, em contratos de assistência técnica, como simples operadores remunerados pelos serviços prestados sob a responsabilidade do Estado que a contratou.

CAPÍTULO II

PANORAMA ATUAL DO MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO

II.1 - Aspectos Técnicos

A indústria do petróleo é dividida em diferentes etapas técnicas, através das quais é possível realizar desde a identificação do petróleo bruto no subsolo, sua retirada até colocar à disposição para uso público numerosos produtos derivados de hidrocarbonetos.

A seqüência lógica das etapas que compõem a indústria mundial do petróleo é ilustrada através da figura 2.1. Nela podem ser identificados cinco principais atividades: exploração, produção, transporte, refino e distribuição.

O conjunto de atividades que visam a pesquisa e comprovação da existência de jazidas de hidrocarbonetos na crosta terrestre com a utilização precisa de estudos geológicos e geofísicos constitui o que se denomina de exploração. Nessa primeira etapa, a geologia do petróleo se ocupa principalmente de reconstituir a arquitetura da bacia sedimentar, verificar a composição e a estrutura das camadas rochosas, analisando as litologias, as estruturas e todas outras condições que induzam à existência de um reservatório de petróleo.

A geofísica, usada em terra e no mar, permite, através do relevo de propagação das ondas emitidas na superfície (sísmica) conhecer as camadas profundas do subsolo e a variação do campo gravitacional e magnético da terra. A partir da análise dos resultados da geologia e geofísica ver-se-á a viabilidade técnica da existência de potencialidades de hidrocarbonetos que justificarão a realização da perfuração.

Após a comprovação da existência de uma jazida comercial pela fase de exploração segue-se uma outra importante, que consiste de estudo pormenorizado das condições da jazida, a sua delimitação, a perfuração de vários poços de desenvolvimento, a colocação de equipamentos como, por exemplo, as plataformas de produção no caso "offshore" e a preparação de todas condições que garantam o início da exploração (produção) do petróleo. Essa fase é chamada de desenvolvimento, sendo, portanto, a parte inicial da produção. Essas etapas, exploração, desenvolvimento e produção, são operações extremamente complexas, de elevados custos e demandam uma tecnologia em constante progresso e dominada por poucas empresas no mundo todo.

Depois da etapa de produção segue-se a de transporte. Um dos fatores que levaram o petróleo a se tornar um produto de consumo mundial é a sua facilidade no que se refere ao transporte. Distribuído de maneira desigual e produzido em remotas regiões dos consumidores, o petróleo é facilmente transportado pelo mar ou em terra por intermédio de grandes navios petroleiros, oleodutos e gasodutos e em alguns casos através de estradas de ferro e caminhões.

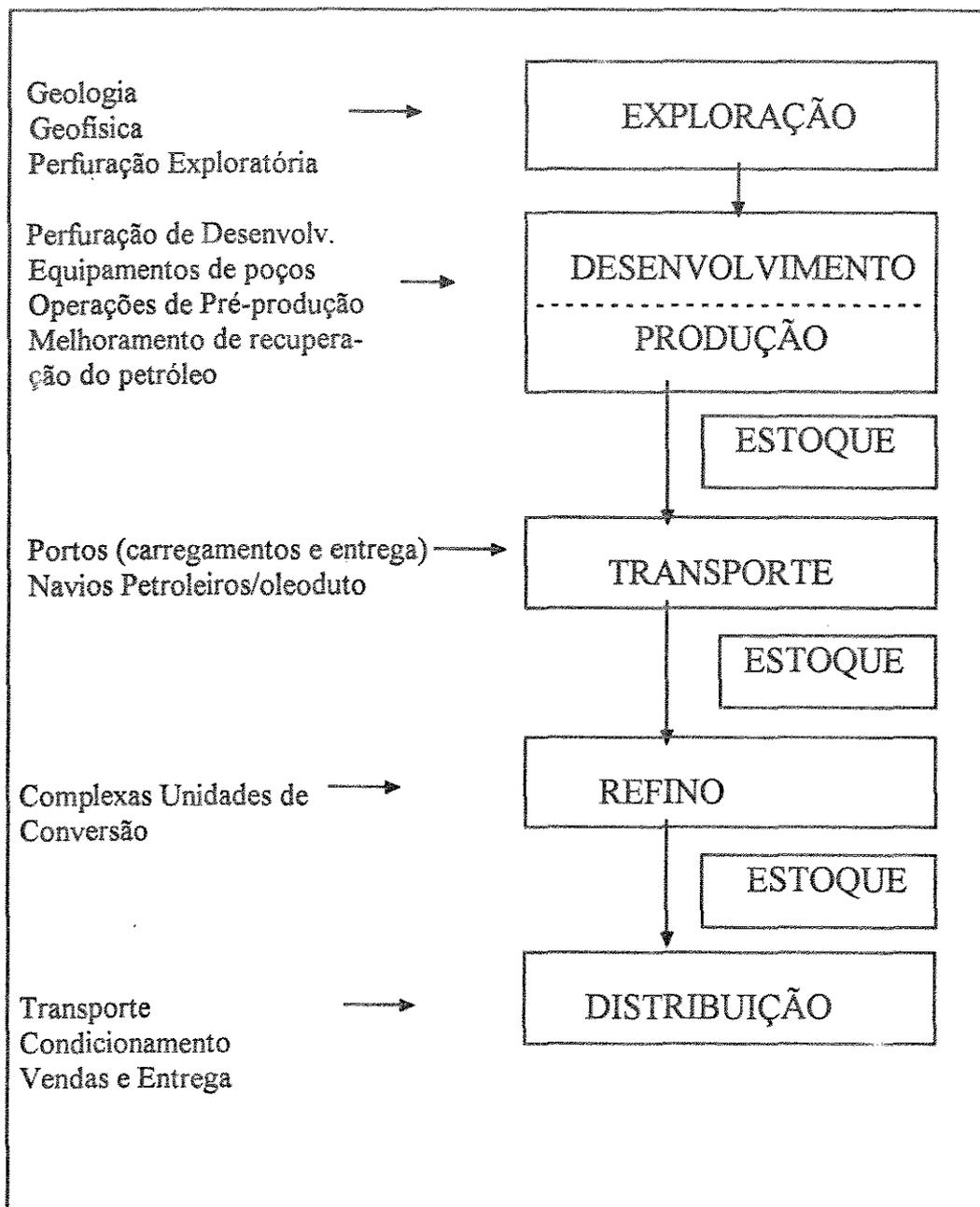


Figura 2.1 ETAPAS TÉCNICAS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

Fonte: GIRAUD, A. & BOY DE LA TOUR, X. *Géopolitique du Pétrole et du Gaz*. Paris: Technip, 1987, p.56.

O refino designa o conjunto de operações e procedimentos industriais realizados para tratar e transformar, a menores custos, o petróleo bruto em produtos finais (GIRAUD, 1987). Os diferentes e numerosos derivados obtidos a partir do refino do petróleo bruto podem ser divididos, essencialmente, em três grupos principais: 1) produtos leves-as essências- como a gasolina, o gás liquefeito de petróleo (GLP)- butano e propano-, nafta etc. 2) os destilados médios- querosene, combustível para aviação, diesel (gasoil), óleo combustível etc. 3) produtos pesados- onde se destacam principalmente o óleo combustível usado em centrais térmicas, usinas, lubrificantes mecânicos etc. Esses produtos são estocados, transportados, vendidos e entregues ao consumidor final através de uma rede comercial chamada de distribuição.

II.2 - RESERVAS

As reservas provadas¹ mundiais, recuperáveis de petróleo bruto atualmente excedem 1 trilhão de barris, com um potencial adicional, ainda não descoberto em torno de 500 bilhões de barris (Oil & Gas Journal, 26 dez. 1994, p.38).

Estudos relacionados à avaliação das reservas petrolíferas são cercadas de incertezas, não apenas do ponto de vista do conhecimento tecnológico-geológico, mas também devido à existência de vastas regiões no globo pouco ou ainda inexploradas, com potencial para descoberta de grandes reservas, na China, na África, na América Latina, na ex-URSS e principalmente em áreas "offshore" profundo ao longo dessas regiões.

Do ponto de vista geográfico, as reservas mundiais estão concentradas em cerca de 600 bacias sedimentares, distribuídas de forma irregular ao longo do planeta. A natureza desigual na repartição das reservas de petróleo privilegia, a toda sorte, a região do Oriente Médio, que, sózinha, detém mais de 2/3 do total das reservas mundiais, algo em torno de 663 bilhões de barris.

A figura 2.2 apresenta as estimativas recentes da distribuição geográfica mundial das reservas de petróleo bruto, avaliadas segundo as condições tecnológicas e econômicas disponíveis em 1994. As estimativas indicam a importância, no cenário petrolífero internacional, da região do Oriente Médio e, em especial, alguns dos seus países como a Arábia Saudita que possui 1/4 das reservas mundiais, o Kuwait detentor de 10% do total das reservas mundiais, o Irã e o Iraque que possuem em seus solos 9% e 5% respectivamente. Um fato importante que deve ser considerado, quando se trata de reservas petrolíferas é o de que os países da OPEP possuem cerca de 3/4 das reservas mundiais conhecidas, algo estimado em 750 bilhões de barris e desse total cerca de 2/3 ficam localizadas nos países do Oriente Médio: Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait e Emirados Árabes Unidos.

¹ Reservas provadas são aqui definidas como aquelas quantidades nas quais as informações geológicas e de engenharia indicam a sua existência com uma certeza, e podem ser recuperadas no futuro com as condições econômicas e operacionais existentes.

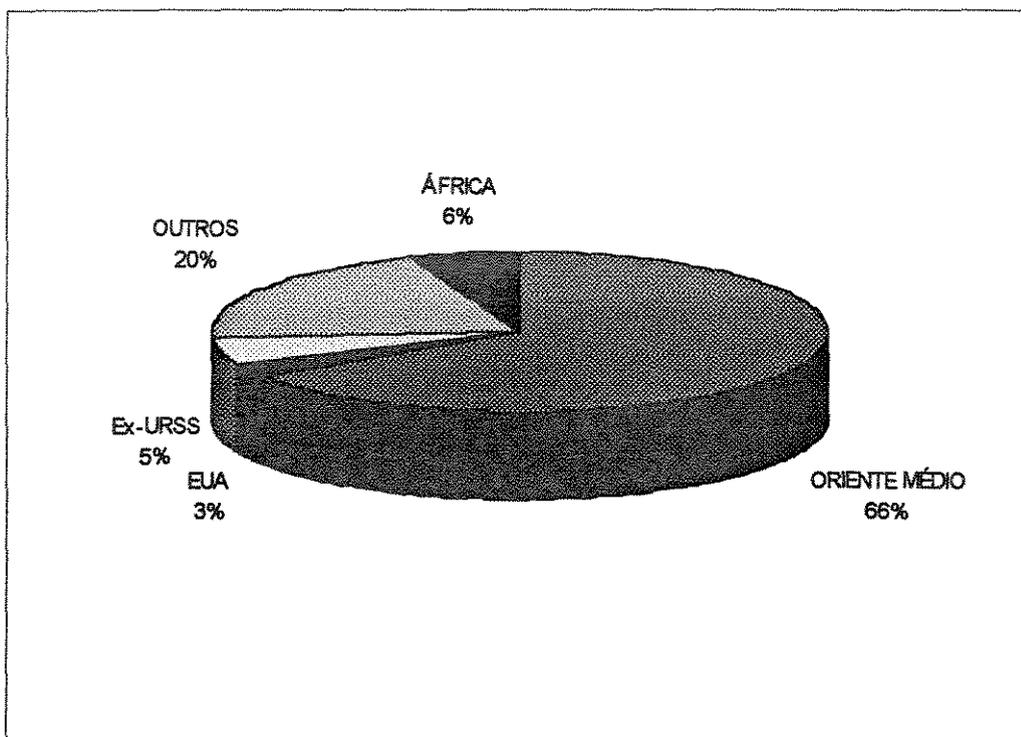


Figura 2.2 Distribuição Geográfica das Reservas Mundiais de Petróleo em 1994
 Fonte: Petroleum Economist, June 1995

O restante das reservas mundiais está distribuído em diferentes continentes e regiões com destaque para América Latina que hoje possui mais de 13% do volume das reservas mundiais, ou seja, a América Latina possui na sua conformação geográfica mais de 125 bilhões de barris. Muitos países dessa região vêm se destacando com o incremento da sua produção e das reservas. O México é um dos destaques em termos de reservas provadas, possuindo cerca de 51 bilhões de barris, quantidade que representa 5% das reservas mundiais.

O Brasil também merece destaque, pois as suas reservas vêm aumentando consideravelmente a cada ano. As reservas atuais do Brasil estão avaliadas em torno de 10 bilhões de barris, um aumento substancial se comparadas com apenas 1,3 bilhão em 1980.

As reservas da ex-URSS vêm decaindo gradualmente desde 1973, e atualmente estão avaliadas em cerca de 57 bilhões de barris, representando mais de 5% do total mundial (figura 2.2.).

O continente africano, de uma forma geral, tem testemunhado um gradual aumento das suas reservas, principalmente a partir da crise de 1973, quando houve um incremento nas atividades exploratórias nos países que não são membros da OPEP. Quanto ao que se refere aos países maiores produtores da África, a Nigéria e a Líbia, ambos pertencentes à OPEP, tem havido uma relativa estabilidade nas suas reservas. Apesar dessa estabilidade, os dois países permanecem como os maiores detentores de reservas de todo o continente africano, cabendo à Nigéria mais de 23 bilhões de barris e à Líbia 18 bilhões de barris. O restante dos 62 bilhões de barris que formam a reserva total da África é distribuído em outros países do continente, entre eles a Argélia, Egito, Angola, Gabão, Congo, Camarões etc. Em termos de conjunto, o continente africano apresenta, hoje, reservas estimadas em 62 bilhões de barris, equivalentes a 6,2% do volume das reservas mundiais de petróleo bruto (figura 2.2.).

A América do Norte, que compreende os EUA e o Canadá, possui hoje reservas estimadas no valor de 31,1 bilhões de barris, isso representa aproximadamente 3% das reservas mundiais. As reservas americanas têm acompanhado a tendência de queda da produção desse país, pois durante os últimos 7 anos as reservas provadas dos EUA tiveram um declínio acentuado. A baixa dos preços de petróleo e a diminuição das atividades de perfuração são algumas das razões para essa queda. Em 1994, a queda das reservas americanas foi de 9% em relação ao ano anterior. Grande parte das atuais reservas americanas localizam-se no Texas, golfo do México e Alaska, porém avaliações indicam que reservas adicionais na Califórnia, oeste de Texas e no Novo México, constituirão ganhos significativos para aumentar as reservas provadas dos EUA num futuro próximo. Dos atuais 31 bilhões de reservas da América do Norte, 80% pertencem aos EUA e apenas 20% pertencem ao Canadá.

A Ásia, de uma forma geral, tem sido uma das regiões, ao lado da África, onde tem ocorrido uma grande expansão da atividade petrolífera, fora da OPEP. Com isso, tem havido um incremento na descoberta de novas reservas de petróleo, principalmente na China que, hoje, representa 2,4% das reservas mundiais.

A Europa Ocidental possui apenas 2% das reservas mundiais de petróleo bruto, algo em torno de 20 bilhões de barris. Desse total, grande parte localiza-se no mar do Norte, pertencendo, portanto, ao Reino Unido, Noruega e Dinamarca.

Globalmente, as reservas provadas de petróleo bruto têm crescido ao longo dos anos. Em 1950, as reservas mundiais eram estimadas em apenas 76 bilhões de barris. Em 1979 já haviam aumentado para 640 bilhões, e em 1995 elevaram-se para mais de 1 trilhão de barris.

II.3 - PRODUÇÃO

Os EUA desempenharam um papel fundamental no que diz respeito à produção de petróleo desde os primeiros anos da história da indústria de petróleo. Ocorre que até o período da II Guerra Mundial a produção americana de petróleo mantinha-se, em média, ao nível de 2/3 da produção mundial, sendo 85% em 1880, 63% em 1920 e 60% em 1930. Em 1950 a produção americana cai para 52%, depois para 33% em 1960, indo estabilizar-se ao redor de 17% na década de 80, caindo para apenas 12% em 1994. Essa queda gradativa da produção americana, até os dias de hoje, está diretamente ligada à grande internacionalização da indústria de petróleo como um todo, cuja produção dissemina-se amplamente pelo mundo, principalmente no Oriente Médio, América Latina, ex-URSS, China, Indonésia, Reino Unido, Noruega e África.

Nas décadas de 50 e 60, a necessidade de energia primária para o desenvolvimento industrial do mundo ocidental era crescente e a demanda pela produção do Oriente Médio, a principal fonte, era enorme. Note-se que até a década de 70, a produção dessa região necessária para satisfazer uma demanda de mercado cada vez mais dependente fazia-se a partir de custos baixos e tendencialmente decrescentes e negociada também a preços baixos no mercado internacional.

Entre 1970 e 73, os países produtores membros da OPEP produziam aproximadamente 20 milhões de barris/dia, para atender principalmente os EUA, o Japão e outros países de OCDE, que tiveram de reduzir a sua demanda após os acontecimentos de 1973, com exceção talvez dos EUA.

De uma forma geral, na década de 80 constata-se uma considerável diminuição da produção mundial de petróleo. Isso foi devido essencialmente a duas seguintes razões, segundo (GIRAUD et alii, 1987).

1 - diminuição da demanda petrolífera mundial causada pela desaceleração do crescimento econômico global e, em particular, a recessão grave que assolou o conjunto de países industrializados; o crescimento econômico se estabilizou em torno de 3% ao ano, em média, ao nível mundial depois de 1973, enquanto que entre 1960 e 73 a taxa de crescimento ficara em torno de 5,4% ao ano.

2 - as políticas de economia de energia e diversificação de fontes energéticas que foram implementadas após o primeiro choque de petróleo e intensificadas após o segundo. Do aumento de impacto das políticas de gestão de energia sobre a demanda energética que se ampliaram pelas mudanças das estruturas das atividades de produção, particularmente nos países industrializados. É dessa maneira que no conjunto de países de OCDE se observa no período 1973-85 uma quase estagnação da demanda energética total, não obstante um crescimento de 33% do PIB.

No que diz respeito às áreas de produção no mundo, a produção varia de região para região e de país para país. Nesse contexto particular, existem regiões que se destacam na produção de petróleo e países onde a mesma vem aumentando ao longo dos anos.

O Oriente Médio e os países-membros da OPEP, como era de se esperar, ainda ocupam uma posição de destaque na produção mundial, muito embora venha

diminuindo a cada dia a sua parcela. Depois de uma relativa queda de aproximadamente 10% na produção da década de 80, a OPEP vem recuperando gradualmente a sua produção ao longo dos anos 90. Em 1994, a produção dos países membros da OPEP representou 40% do total mundial (figura 2.3). Dentre os países do Oriente Médio e membros da OPEP o que particularmente se destaca no provimento de maior quantidade de petróleo ao mercado internacional é a Arábia Saudita que, sozinha, foi responsável por uma produção de 8,9 milhões de barris por dia, em 1994. Um fato importante é que a Arábia Saudita possui em seus campos reservas que representam 26% do total das reservas mundiais, e devido aos laços políticos que a liga aos EUA a sua produção muitas vezes é controlada para poder regular e equilibrar o mercado.

Os EUA também possuem uma significativa parcela na produção mundial de petróleo, apesar de que, atualmente, a produção desse país vem decaindo gradualmente. Em 1994, a média da produção de petróleo americana continuou em declínio, tendo ficado em torno de 8,3 milhões de barris por dia (figura 2.3), equivalentes a aproximadamente 12% da produção mundial. A produção americana de 1994 apresentou uma queda de 7% em relação à produção de 1985. Provavelmente a produção dos EUA deve manter-se estável em níveis atuais, embora a tendência predominante seja de queda em 1995 e nos próximos anos. A produção americana tem sido pouco estimulada talvez pelo aumento de produção de outras regiões no mundo, principalmente nos países em desenvolvimento e adquirida a preços baixos, de modo que a produção americana só teria um incremento se houvesse um salto maior nos preços internacionais de petróleo, que os impossibilitasse de importar grandes quantidades de petróleo bruto para o consumo interno. A outra razão que pode levar ao incremento da produção americana é a possibilidade ou risco de corte no suprimento

A produção de petróleo na América Latina tem aumentado consideravelmente, podendo-se destacar o incremento de vários países como México, Venezuela, Brasil e Colômbia. Dentre esses países o México é de longe o maior produtor, tendo, na década de 80, produzido o equivalente a 5,4% da produção mundial para atender principalmente o mercado norte americano. Atualmente a produção mexicana também encontra-se em declínio gradual desde 1993. Em 1994, a produção média foi aproximadamente de 3 milhões de b/d, consistindo em uma queda de 3,2% em comparação com a produção de 1993. Dessa produção cerca de 2 milhões de barris são produzidos no campo de Campeche Sound que possui grandes reservas ainda a explorar.

A Venezuela, como país fundador e membro da OPEP, tem seguido as orientações políticas daquele organismo, limitando sempre a sua produção. Em 1994 Venezuela produziu, em média, 2,5 milhões de b/d.

O Brasil, país de dimensões continentais, onde não só a produção como também todas outras atividades do setor petrolífero, com exceção da distribuição, estão a cargo da companhia estatal - Petrobrás-, tem aumentado a sua produção paulatinamente. Em 1995, a produção brasileira de petróleo bruto foi de 750 mil b/d, segundo a Petrobrás. O destaque é para a produção em áreas de águas profundas na bacia de Campos, no Rio de Janeiro, responsável por mais de 60% da produção brasileira. A predominância da produção em

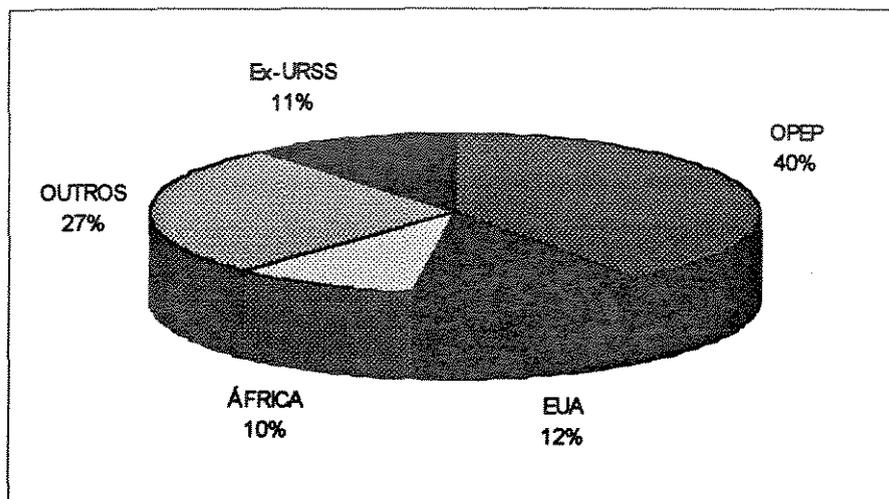


Figura 2.3 Produção Mundial de Petróleo em 1994

Fonte: Petroleum Economist, June 1995

águas profundas da bacia de Campos levou a Petrobrás a desenvolver tecnologia nessa área, da qual se tornou um dos líderes mundiais.

A África é uma das regiões no mundo que tem visto a sua produção de petróleo aumentar a cada dia, principalmente a partir da crise de 1973. De uma produção inexpressiva nas décadas anteriores à de 70, a produção africana chegou ao equivalente a 7%-8% da produção mundial na década de 80. A produção africana foi de 6,5 milhões de b/d em 1994, quantidade que representou aproximadamente 11% da produção mundial de petróleo bruto no mesmo ano. O incremento da produção de alguns países como Egito e o desenvolvimento das indústrias de países da parte sudoeste da África como Angola, Congo e Gabão contribuíram para o crescimento da produção africana de um modo global.

A Nigéria e a Líbia, ambos membros da OPEP, são os maiores produtores africanos, respectivamente, com 2 milhões e 1,5 milhão de b/d.

A ex-URSS ressentiu-se do peso da crise política que derrubou o sistema comunista e desestabilizou a economia interna. Mesmo diminuindo a sua parcela de produção, a ex-URSS ainda produz uma quantidade considerável de petróleo, que em 1994 representou aproximadamente 11% da produção mundial, ou seja, ainda conseguiu produzir algo em torno de 7 milhões de b/d (figura 2.3).

Quanto à Europa Ocidental pode-se afirmar que antes da crise de 1973, a sua produção era muito reduzida e no decorrer dos anos foi progressivamente crescendo, com o aumento da exploração dos campos do mar do Norte.

Os destaques, em termos de países daquela região, são o Reino Unido e a Noruega que gradualmente têm aumentado a sua produção. A produção desses países apenas não atinge níveis mais elevados porque os custos de produção de petróleo do mar do Norte são muito elevados, em comparação com outras regiões produtoras, como o Oriente Médio por exemplo. Os custos médios de produção na região do Oriente Médio não ultrapassam US\$ 2 (tabela 2.1)

TABELA 2.1 CUSTOS DE PRODUÇÃO DO PETRÓLEO EM DIFERENTES REGIÕES GEOGRÁFICAS EM 1994

	Custos em dólares por barril
ORIENTE MÉDIO	1 - 1,5
ÁFRICA	2 - 4
ÁSIA E ex-URSS	4 - 6
EUROPA OCIDENTAL E MAR DO NORTE	6 - 8
AMÉRICA LATINA	8 - 10
EUA E CANADÁ	10 - 15

Fonte: ONU/DESIPA, in: World Economic and Social Survey, 1995, p.165.

A produção geral do Reino Unido é de 2,7 milhões de b/d e a da Noruega é de 2,6 milhões de b/d, em 1994. A participação da Holanda na produção de petróleo no mar do Norte é bastante reduzida, embora venha aumentando a cada ano. A produção holandesa em 1994 não passou de 80 mil b/d.

Na Ásia também lentamente a produção de petróleo tem aumentado, destacando-se principalmente a produção chinesa. A Malásia e a Indonésia são outros dois países asiáticos que figuram como produtores de petróleo na região. Em 1994 a produção da China foi de 2,9 milhões de b/d, ao passo que a Indonésia e a Malásia produziram, respectivamente, 1,5 milhão de b/d e 650 mil b/d, no mesmo ano.

No que se refere à produção da OPEP, como conjunto, é marcante o declínio da sua parcela no abastecimento mundial. Responsável, a OPEP, pela crise petrolífera de 1973, o mercado de certa forma a preteriu quando começaram a surgir novos países produtores e o aumento de exploração no mar do Norte, México, Egito, Malásia, Angola etc. Antes de 1973 a OPEP produzia cerca de 60% do petróleo consumido no mundo, passando após a crise para 48% em 1979, 30% em 1985 e em 1994, a OPEP conseguiu produzir cerca de 26 milhões de b/d, uma quantidade que representou 40% da produção mundial. De qualquer forma, a OPEP está recuperando a sua parcela de produção no mercado internacional, ao mesmo tempo em que cresce a produção de outras áreas que estão fora de controle da OPEP.

Contudo, a produção diária de petróleo bruto no mundo, em 1994, ficou em média de 66 milhões de barris. Essa quantidade representou um aumento de 1,8 milhão de barril por dia, se comparado ao ano de 1993. Isso evidencia que a demanda mundial de petróleo vem crescendo a uma estimativa de 1 a 2 milhões de barris por dia, indicando que a produção mundial tende a aumentar nos próximos anos a uma taxa de 2 a 3%. Prevê-se que tal aumento da produção venha a ocorrer principalmente nos países da América Latina, mar do Norte, África e China.

II.4 - CONSUMO

O consumo e o suprimento mundiais de petróleo bruto aumentaram em 1994. As estatísticas de fim de ano indicam um consumo anual de 66,03 milhões de barris por dia e um suprimento de 66,36 milhões de b/d, dos quais a OPEP produziu 24,92 milhões de b/d e os países não OPEP contribuíram com 41,44 milhões de b/d, segundo (OPEC Bulletin, sept. 1995, pág. 12).

Após uma pequena queda registrada em 1993, quando o consumo de petróleo bruto ficou em 65,09 milhões de b/d, em 1994 houve uma expansão de 1,5%, perfazendo, portanto, um consumo total de 66,03 milhões de b/d (tabela 2.2). Esse aumento da demanda, ainda que tímido, foi resultado do crescimento do consumo nos países de OCDE e dos países em desenvolvimento com 920 mil b/d e 630 mil b/d respectivamente. Nesse último caso, o aumento não foi maior devido ao declínio acentuado do consumo nos países da ex-URSS.

O consumo do petróleo bruto nos países membros da OCDE em 1994 teve um aumento de 2,4% em relação ao ano anterior, tendo ficado em 38,31 milhões de b/d (tabela 2.2). Os Estados Unidos da América são o país que mais consome petróleo no mundo, e essa expansão do consumo nos países da OCDE foi liderada justamente pelos EUA, devido a boa performance econômica e um severo inverno em 1994. O Japão também registrou uma robusta elevação no consumo de petróleo, devido a sua recuperação econômica. Em relação ao consumo de petróleo bruto nos países da Europa Ocidental pode-se dizer que eles registraram apenas um aumento marginal e que já era previsível.

Nos países de economia centralmente planejada, o consumo do petróleo bruto continuou em declínio. A tabela 2.2 demonstra a redução progressiva do consumo desses países, que, devido às crises internas que atravessam, viram o seu consumo a despencar de 12,55 milhões de b/d que consumiam em 1989 para apenas 8,87 milhões de b/d em 1994. Esse decréscimo é aprofundado pela crise da ex-URSS e, em parte, não é maior devido ao relativo crescimento do consumo chinês e de alguns países da Europa Oriental.

Finalmente, em contraste com a queda progressiva do consumo nos países de economias centralmente planejadas, tem ocorrido um aumento progressivo na demanda de petróleo dos países em desenvolvimento. De um consumo de apenas 15,31 milhões de b/d em 1989, os países em desenvolvimento consumiram em 1994 18,86 milhões de b/d (tabela 2.2). A variação da demanda de petróleo bruto nos países em desenvolvimento de 1994 em relação a 1993 foi relativamente menor se comparada com a variação de 1993 em relação ao ano anterior. Esse fato é devido principalmente à diminuição do consumo nos países membros da OPEP, isso como resultado da recessão econômica e da gradual substituição do petróleo pelo gás natural em reformas internas de preços, em muitos dos países que fazem parte da OPEP.

De um modo global, a demanda petrolífera mundial tem crescido gradualmente, durante os últimos 5 anos, com uma média anual de 1,4 milhão de b/d. A única exceção importante a nível global é a ex-URSS, cujo declínio do consumo do petróleo bruto chega, em média anual, a 4 milhões de barris no período de 5 últimos anos.

Os Estados Unidos da América, o Japão e os países da Europa Ocidental têm sido os principais centros de demanda e importação de petróleo bruto no mundo.

Tabela 2.2
CONSUMO MUNDIAL DO PETRÓLEO (1989-1994) (milhões b/d)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994
OCDE	36,73	36,63	36,73	37,27	37,39	38,31
PECP	12,55	12,01	11,75	10,49	9,46	8,87
PD	15,31	16,12	16,53	17,52	18,23	18,86
TOTAL	64,59	64,77	65,01	65,28	65,09	66,03

Fonte: OPEC bulletin, sept. 1995, Annual Report, p.16

II.5- PREÇOS

O preço do petróleo é estipulado levando-se em consideração complexos fatores do mercado, bem como as interações entre o processo da oferta e demanda.

O limite máximo para o preço do petróleo bruto é fundamentalmente determinado pela demanda máxima dos produtos refinados que dele se pode obter. Ou seja, o preço máximo que os consumidores pagam por quantidades específicas de produtos de petróleo refletem assim o valor que eles dão ao seu uso. Teóricamente, esse valor engloba o custo a longo prazo da produção, incluindo uma taxa mínima de lucro para o capital investido, somado aos custos de extração do petróleo do subsolo, do refino e do transporte até ao consumidor final.

Na realidade, esse conjunto de fatores pode servir perfeitamente para a elaboração teórica de um preço de qualquer outro produto, pois para o petróleo, a partir do momento em que se constituiu como principal fonte de energia até a década de 70, a fixação de seu preço sempre levou em consideração como principal fator a vontade das grandes companhias internacionais de petróleo. Sendo empresas fortemente integradas, tanto “upstream” quanto “downstream”, a fixação do preço do petróleo subordinava-se muito mais à necessidade de maximizar os seus lucros ao extremo do que às referências do mercado.

A partir da crise de 1973, os preços do petróleo tornaram-se voláteis e, desde então, suscetíveis aos ciclos da atividade econômica.

A figura 2.4 ilustra a evolução dos preços constantes do petróleo no mercado internacional, desde a década de 60 até 1994. É possível discernir, pela análise da mesma figura, que as décadas precedentes à de 70 são caracterizadas pela fixação de um preço estável e muito baixo que se mantinha entre US\$ 2-3 o barril, e com tendência de queda. Após o primeiro choque de petróleo, em 1973, o mercado internacional de petróleo se modifica radicalmente no que se refere aos preços do petróleo, que iniciam um vigoroso movimento de elevação. Entre 1973 e 75, os preços internacionais do petróleo chegaram a aumentar de apenas US\$ 3 o barril para US\$ 12 o barril, representando o período conhecido como o de ouro para os países membros da OPEP, quando viram a possibilidade de incrementar as suas receitas a quadruplicação dos preços.

Em 1979-80 ocorre uma nova alta dos preços de petróleo no mercado internacional, representando o que se convencionou chamar de segundo choque do petróleo. A combinação de várias razões estruturais na economia mundial como o desequilíbrio energético dos EUA, a queda das receitas dos membros da OPEP, as tensões no mercado provocadas pela revolução do Irã, a elevação dos custos de exploração e produção no mar do Norte, o não desenvolvimento em nível esperado dos substitutos energéticos do petróleo e o crescimento da demanda por petróleo foram alguns dos importantes fatores que contribuíram para a alta dos preços do petróleo em 1979-80.

Os choques de petróleo de 1979 e 1980 foram causados mais pelo repentino aumento do desejo de estoques do que pela real saturação da capacidade de produção (GIRAUD, 1995).

A elevação dos preços no início da década de 80 fez com que o petróleo árabe leve passasse a ser vendido oficialmente a US\$ 30 o barril em outubro de 1980, aumentando para US\$ 32 em novembro do mesmo ano, chegando a atingir uma cotação máxima de US\$ 34 o barril em outubro de 1981.

Apesar dos desequilíbrios provocados na economia mundial com o segundo choque do petróleo, não tardou a ocorrer o movimento decrescente dos preços internacionais. Essa tendência de queda dos preços se inicia em 1982 e em 1986 chega no seu ápice com o colapso dos preços.

A alta dos preços de 1979-80 não pode, entretanto, ser sustentada durante toda década de 80. O declínio do crescimento econômico mundial combinado com um crescimento da conservação de energia, da eficiência energética e da substituição energética, combinadas com as restrições governamentais causaram a diminuição da demanda de petróleo (MIKDASHI, 1993).

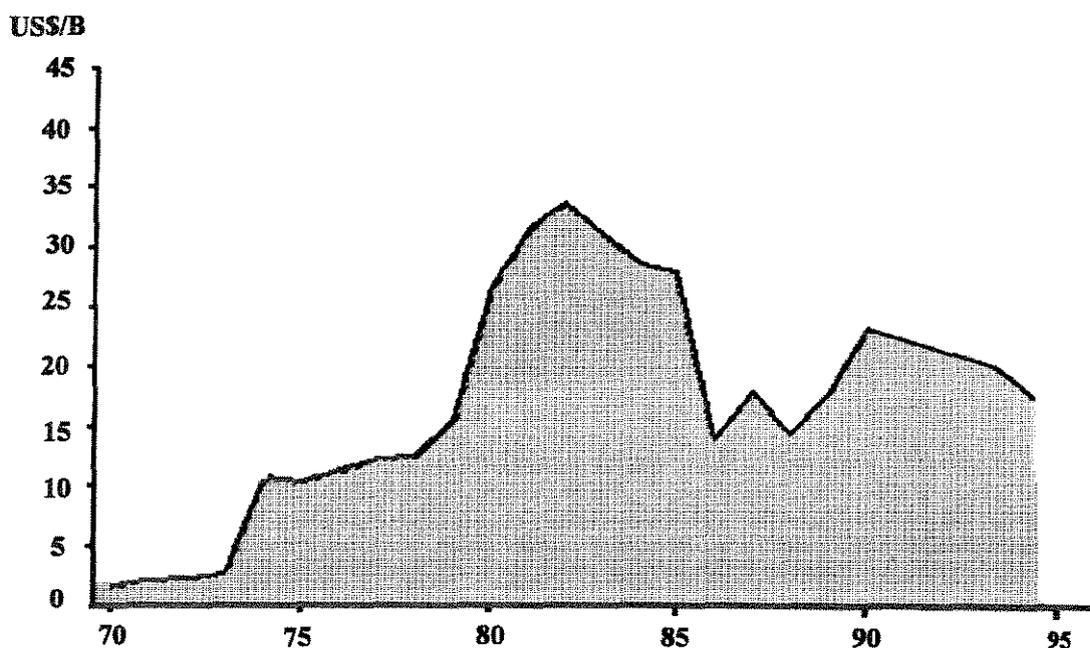


Figura 2.4 Evolução dos Preços Internacionais (1970-1994)

Fonte: BP Statistical, June 1995

A profunda recessão em que se encontrava mergulhada a economia mundial fez com que diminuísse o consumo de energia, e, conseqüentemente, provocou uma queda na demanda petrolífera a partir de 1982. Com a demanda em baixa, o barril de petróleo que era negociado a US\$ 34 em 1981 passaria a ser vendido entre US\$ 15 e 20 em 1984.

Em 1986 os preços do petróleo árabe atingem os níveis mais baixos desde a crise de 1973, sendo o barril vendido a US\$ 10-14. Durante esse período, a procura pelo petróleo produzido nos países não-membros da OPEP teve um grande incremento, ao passo que o petróleo procedente da OPEP conheceu uma relativa redução. Uma das principais razões pelo substancial declínio da produção nos países membros da OPEP é a imposição de quotas de produção para cada país membro daquele organismo, como forma de pressionar a elevação dos preços.

A partir de 1988 até início da década de 90 os preços vinham se mantendo estáveis, (com exceção de 1986, quando entraram em colapso), variando num patamar entre US\$ 18 e 20 o barril até ocorrer a guerra do Golfo em janeiro de 1991, quando os preços esboçaram um movimento de queda. No início da invasão do Iraque ao Kuwait os preços de petróleo no mercado internacional flutuaram entre US\$ 15 e 19 o barril, com tendência de queda nos anos seguintes.

Em 1992, houve relativamente uma estabilidade no comportamento dos preços negociados internacionalmente, pois existiu uma pressão maior pela demanda do petróleo. Os preços permaneceram no mesmo nível do final da guerra do Golfo em 1991. Nesse período o preço médio do petróleo foi de US\$ 18 o barril.

Em 1993, variação anual do preço negociado pela OPEP manteve-se em US\$ 17 o barril, preço esse que se encontrava muito abaixo das expectativas e objetivos da OPEP que, ao longo daquele ano, reduziu as quotas de produção de seus países membros para que forçasse a subida dos preços no mercado internacional, prevendo elevá-los a US\$ 21 o barril. Esse fato, por outro lado, demonstra a progressiva diminuição do poder da OPEP na determinação dos preços do petróleo. Ao limitar a sua quota de produção, o suprimento de petróleo ao mercado é provido pelo aumento da produção de países não membros da OPEP, mantendo assim a estabilidade dos preços.

Durante o ano de 1994, o aumento da produção de várias regiões do globo e também da OPEP foi suficiente para que os preços se mantivessem estáveis entre US\$ 16 e 18 o barril, ocorrendo a manutenção desse cenário até o final de 1995, e provavelmente durante o ano de 1996.

II.6 - REESTRUTURAÇÃO DO MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO

O aumento dos preços do petróleo decretados pela OPEP, em 1973, provocou uma profunda agitação no mercado internacional do petróleo. Essa agitação refletia a existência, a nível mundial, de uma grande crise não apenas petrolífera mas energética sobretudo, que, a partir de 1973, começou a modificar as modalidades de regulação da oferta e demanda do mercado internacional do petróleo. Devido a esse fato, as sete principais companhias internacionais que, através da integração vertical fechada, dominavam quase por completo o mercado do petróleo decidem formular novas estratégias para enfrentar a alta dos preços do petróleo da OPEP.

Os países desenvolvidos, todos altamente dependentes do petróleo, com objetivo claro de diminuir essa dependência pelo petróleo árabe iniciam programas de economia de energia, visando baixar a importação de petróleo, diversificação de fontes de energia, através de substituições energéticas, uso racional de energia e implementação de programas nucleares, entre as principais medidas.

Os países em desenvolvimento também são seriamente afetados pela crise energética, e, no caso do Brasil, a elevação dos preços do petróleo em 1973 interrompe um período de prosperidade e crescimento da economia que ocorria desde 1968. O encarecimento do petróleo obriga o Governo brasileiro a tomar algumas decisões no que diz respeito ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia para substituir a importação do petróleo. Uma das decisões mais importantes foi a criação do Pro-álcool em 1975, com objetivo principal de incrementar a produção nacional de álcool para fins carburantes e industriais.

No que se refere às grandes companhias multinacionais, as principais estratégias adotadas a partir da crise de 1973 são: 1) início de programas de diversificação das suas atividades. Embora já desde a década de 60 a OPEP já persuadisse a diversificação das empresas transnacionais que dominavam tanto a jusante quanto a montante, é a partir de 73 que isso realmente começa a acontecer. As "maiores" começam a se interessar não apenas na indústria de hidrocarbonetos mas em outras áreas como carvão, nuclear e indústria de cobre. Com isso, a Exxon iniciou investimentos para exploração de xisto betuminoso nos EUA, a Texaco produz metanol a partir do linhito, a Gulf investe na gaseificação do carvão "in situ" etc. Também, coincidentemente, nesse período muitas companhias implantam programas de P&D para descoberta de novas fontes de energia renovável. Ocorrem intensas fusões entre várias companhias independentes, inclusive uma das majors, a Gulf é absorvida pela Chevron, na década de 80.

A estratégia de diversificação geográfica adotada pelas companhias multinacionais de petróleo, a partir da crise de 1973, apresenta-se de extrema importância: a realocação geográfica dos investimentos das empresas internacionais do petróleo engloba novas regiões fora do contexto da OPEP que anteriormente eram pouco favorecidas, apesar de apresentarem grandes potencialidades de hidrocarbonetos. Entre essas novas áreas de exploração e produção enquadra-se Angola.

Segundo MARTIN (1992) “Até as grandes companhias independentes americanas reduzem a parte de seu orçamento a montante dedicado aos EUA, de mais de 70% antes de 1983 para menos de 60% entre 1984 e 86. Para onde se dirigem? Aos países em desenvolvimento não-membros da OPEP, como Egito, a Malásia, ANGOLA, a Colômbia e os dois Iémenes. Por outro lado, os resultados obtidos nessas regiões são promissores”.

Segundo YERGIN (1993), depois da crise de 1973, mudanças fundamentais estavam ocorrendo na própria economia. Os precedentes temores de escassez no início dos anos 20, em meados dos anos 40, tinham acabado em grande produção e excedentes porque o aumento dos preços estimulava o desenvolvimento de tecnologia mais sofisticada e exploração de novas áreas. O mesmo padrão se repetiria agora, na crise de 79-80, com o barril a US\$ 34 e a expectativa de preços ainda maiores. Novas fontes de produção, com capacidade extraordinária, estavam sendo desenvolvidas fora da OPEP. Os maiores aumentos de produção no México, no Alasca e no mar do Norte coincidiram com o tumulto do segundo choque do petróleo. O Egito também estava se tornando um exportador significativo. Assim como a Malásia, ANGOLA e China. Vários outros países se tornaram produtores e exportadores, uma pequena liga se considerada individualmente, mas importantes quando tomados em conjunto.

De fato, nota-se que é a partir do final da década de 70 e início da de 80 que as atividades de exploração e produção de petróleo em Angola se intensificam consideravelmente. Durante a década de 80 nota-se a elevação dos investimentos das companhias internacionais de petróleo em Angola, visando a intensificação da produção.

CAPÍTULO III ANÁLISE DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO DE ANGOLA

III.1 - Introdução

A República de Angola encontra-se situada na parte sudoeste da África, cobrindo uma área de 1.246.700 km² e com uma população estimada em 10,5 milhões de habitantes. É circundada pelas Repúblicas de Zaire ao norte, Zâmbia a este, Namíbia ao sul e é banhada pelo oceano Atlântico a oeste. Angola é constituída por 18 províncias uma das quais, Cabinda, rica em petróleo, é um enclave a noroeste, situada entre as Repúblicas do Congo e do Zaire e separada do resto de Angola por um território da República do Zaire (figura 3.1). O país apresenta um clima tropical, localmente temperado pela altitude e muito influenciado pela corrente fria de Benguela. A língua oficial é o português, com um PNB avaliado em US\$ 8 bilhões e renda *per capita* de US\$ 800 em 1995.

Particularmente, além de grandes reservas de recursos energéticos como petróleo e gás natural, Angola possui um enorme potencial hidrelétrico em seus numerosos rios, entre eles o Kuanza, o Cuilo e o Cunene. Ademais, o seu subsolo é dotado de vários recursos minerais, destacando-se os diamantes, ouro, ferro, manganês, fosfatos, entre outros, muitos dos quais ainda inexplorados. Angola encontrava-se submersa há mais de duas décadas numa guerra civil que, até hoje, dilacera a sua economia e infra-estrutura. Antes da independência, Angola era um dos mais prósperos países da África Austral. A sua economia desenvolvia-se rapidamente, com o PIB crescendo a taxas de até 7,8% por ano, entre 1960 e 1974, de acordo com os dados do Banco Mundial. Esse crescimento da economia fora estimulado, principalmente, pela exportação de produtos agrícolas, pesca, crescimento da produção de café, produto do qual Angola já foi o quarto maior produtor mundial, ocupando ainda a mesma posição em relação à produção de diamantes e era considerado um grande produtor de ferro.

O declínio e a posterior crise econômica do país decorre com a ascensão à independência a partir de 11 de novembro de 1975, período que precede a retirada do país de cerca de 80% de colonizadores portugueses e a maioria de seus engenheiros, cientistas, professores, médicos, empresários etc. Logo após a independência, os três movimentos MPLA, UNITA e FNLA que governariam o país, segundo os acordos de Alvor, não chegam a nenhum acordo e, como consequência, o país conhece uma longa, cruel e sangrenta guerra civil que paralisou praticamente o país por mais de duas décadas. A atividade mineral, de um modo geral foi provavelmente a mais afetada. Nas áreas diamantíferas da província da Lunda-Norte, ao nordeste do país, 2.500 empregados responsáveis pela produção de diamantes deixaram o país, resultando em uma drástica queda da produção para apenas 334.000 quilates em 1977, ao passo que antes da independência, em 1974 a produção de 2,4 milhões de quilates era a quarta maior do mundo.

Na província da Huíla, no centro sul, as minas de ferro de Cassinga, cuja produção se destinava para exportação ao Japão, Alemanha e Reino Unido, paralisaram as suas atividades em agosto de 1975, com a completa destruição do Caminho de Ferro de Benguela, a rede ferroviária que liga a costa angolana com os países vizinhos da Zâmbia e do Zaíre.

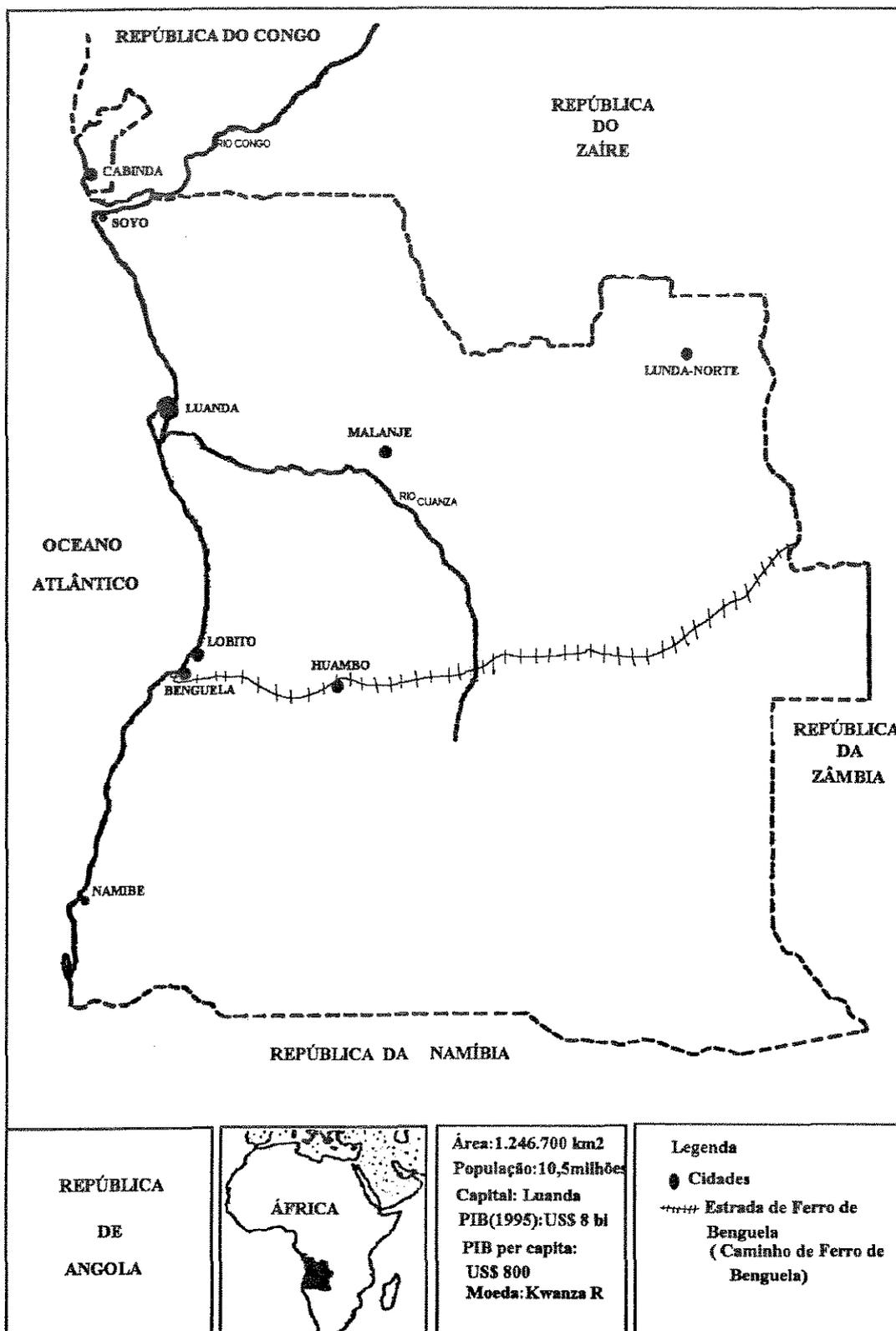


Figura 3.1 Localização da República de Angola

Os consideráveis transtornos e adversidades decorrentes da guerra talvez não tenham afetado seriamente, como exceção, um único setor da economia angolana: o setor do petróleo.

Instalada no enclave de Cabinda, a indústria angolana de petróleo alcançou um rápido incremento, principalmente na década de 80 e no decorrer da atual, tornando o país o segundo maior produtor de petróleo da África ao sul do Saara, atrás da Nigéria, o quinto de todo o continente africano e vigésimo quarto produtor mundial (tabela 3.3). De uma produção de apenas 85 mil b/d em 1970, Angola passou a produzir mais de 570 mil b/d em 1994, com estimativas de atingir 700 mil b/d em 1995.

A despeito da guerra civil, o afluxo ao país das grandes companhias internacionais de petróleo como Chevron, BP, Texaco, Shell, Elf Aquitaine, Total, Agip, Petrofina e Braspetro favoreceu a contínua expansão da indústria angolana de petróleo que passou, assim, a desempenhar um papel preponderante na economia. Entretanto, face a isso e a completa paralisação de outros setores produtivos, a economia angolana tornou-se extremamente dependente desse único produto, sendo hoje o petróleo a principal fonte de receitas para o financiamento das ações governamentais. Em 1993, a exportação do petróleo bruto e o excedente de produtos refinados em Angola representaram mais de 96% de todas as receitas provenientes de exportações, tendo a exportação de petróleo contabilizado mais de US\$ 3,5 bilhões para o Estado angolano. A parcela da indústria petrolífera no PIB angolano vem crescendo cada vez mais, de apenas 27,2% em 1987 passou para 42,1% em 1993 e 50% em 1994. O profundo declínio de setores importantes como o agrícola, o industrial e o mineral é comprovado pela drástica redução da sua participação no PIB. Em 1993, por exemplo, a agricultura, produtos florestais e as pescas contabilizaram módicos 6,1% do PIB, comparado com 13% em 1987.

As reservas recuperáveis estão avaliadas em mais de 5,8 bilhões de barris de petróleo em 1995 e aproximadamente 100 milhões de metros cúbicos de gás. Desse total aproximadamente 2/3 estão localizadas em áreas "offshore", principalmente e em áreas de águas profundas de Cabinda.

Da atual produção angolana de petróleo aproximadamente 75% provém do mar de águas rasas de Cabinda, onde o único operador é a companhia americana Chevron em associação com a empresa estatal angolana, Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola - Sonangol. O restante da produção é oriunda do mar adjacente à região do Soyo, principalmente no bloco 3, operado pela empresa francesa Elf Aquitaine e no bloco 2, cujo o operador é a Texaco que forma um consórcio com as empresas Braspetro, Sonangol e Total.

Acredita-se hoje que com o fim declarado da guerra civil ocorra uma maior expansão de todas as atividades relacionadas ao petróleo, com a extensão da produção em áreas até então interrompidas pelos conflitos, como algumas regiões na província do Zaire e as áreas terrestres das bacias sedimentares do Congo e Cuanza.

De 1995 a 2000 estão previstos no setor de petróleo investimentos estimados em US\$ 6 bilhões, provenientes tanto das companhias internacionais quanto do governo angolano, com o objetivo de otimizar a produção de petróleo para equilibrar o déficit da balança comercial, pagamento de dívidas decorrentes de guerra e, finalmente,

utilizar de forma eficiente o petróleo como um meio capaz de prover a recuperação econômica e o desenvolvimento do país.

III.2 - BREVE HISTÓRICO DO PETRÓLEO EM ANGOLA

Em algumas partes de Angola, o petróleo e o alcatrão já eram conhecidos e utilizados, para diversos fins, pelos nativos há vários séculos.

Em 1767, havia sido exportado para Lisboa, pelo então governador d. Francisco de Sousa Coutinho, 49 barris de pez e petróleo recolhido de afloramentos à superfície da cidade de Dande, numa região conhecida por "Matadi-Mahuge", isto é, pedra betuminosa.

Somente em 1910, as autoridades portuguesas concedem a primeira licença para exploração em terra de petróleo nas bacias de Kuanza e Congo. A licença tinha sido concedida à Companhia de Pesquisas Mínerais de Angola-PEMA, e o primeiro poço foi perfurado em 1915.

Em 1919 dá-se o início de envolvimento de companhias estrangeiras na exploração de petróleo em Angola, nomeadamente a Sinclair Oil Corporation dos EUA que se associou à Companhia de Petróleos de Angola- COPA e iniciou um trabalho de prospecção onshore nas bacias de Kuanza e Congo. Apesar de ter encontrado bons indicadores da presença de hidrocarbonetos e gás natural não houve interesse comercial para a exploração dos mesmos.

Em 1952, a companhia belga Petrofina forma uma subsidiária - a Companhia de Combustíveis de Lobito, Purfina, - a qual é outorgada uma outra concessão e, três anos após, em 1955, descobre o seu primeiro poço comercial de petróleo em Benfica, na bacia de Cuanza, tendo se seguido de outras descobertas importantes nos campos de Luanda, Cacucaco, Galinha e Tobias. Com o sucesso das descobertas a Purfina amplia-se, passando a se chamar Companhia de Petróleos de Angola (Petrangol), e, assim, Angola torna-se um produtor de petróleo, chegando a construir a sua refinaria em 1957 para atender a demanda interna crescente.

Em 1954 chega ao país a companhia americana Gulf Oil Company e constitui uma subsidiária angolana denominada Cabinda Gulf Oil Company (Cabgoc) para explorar petróleo "offshore" e em terra, no enclave de Cabinda. Após alguns anos de pesquisas, a Cabgoc perfura o seu primeiro poço onshore em 1958, e apenas em 1962 inicia os trabalhos de prospecção geofísica no mar. A Cabgoc inicia a produção de petróleo "offshore" de Cabinda em 1968, já servindo para exportação.

Em 1966, a Sociedade Portuguesa de Combustíveis (Angol) e a Petrangol associam-se para, além da distribuição de produtos refinados que faziam, explorar a parte ocidental das bacias de Cuanza e Congo, tanto "offshore" como "onshore".

Em 1968, chegam a Total e a Compagnie Française des Pétroles (CFP), seguidas, um ano depois, pela Texaco que assinam acordos para dividirem a exploração de algumas áreas das mesmas bacias. Nesse mesmo ano é iniciada a exploração em offshore da bacia de Kwanza.

Em 1970, várias outras companhias multinacionais de petróleo como Exxon, Sun Oil, Amoco, Conoco e Amerada Hess assinam acordos com Angol para se estabelecerem no país e produzirem petróleo.

Em 11 de novembro de 1975, Angola se livra da dominação de Portugal e alcança a independência. O governo do MPLA age com pragmatismo em relação ao setor do petróleo, e já em 1976 formula uma política nacional de petróleo, criando o Ministério dos Petróleos e uma empresa nacional responsável pelo setor a Sonangol-Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola. Esta passa a coordenar, regular e controlar todas atividades da indústria de petróleo no país. A companhia portuguesa Angol foi nacionalizada e os seus interesses e operações passaram para o controle da recém criada Sonangol, que também passa a ser a concessionária exclusiva para operações de exploração e produção de petróleo.

Na década de 80 a Sonangol dissolveu muitos contratos de exploração de petróleo assinados antes da independência com algumas companhias estrangeiras, e, por outro lado, aumentou a cooperação com as de outros países como Rússia e ex-Iugoslávia, fazendo associações com objetivo de prover suporte financeiro e técnico para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, visando aumentar as arrecadações.

Em 1990, a reformulação da política nacional de petróleo reavaliou as condições de formação de "joint-venture", dos quais tanto a Sonangol quanto os seus parceiros internacionais participam com investimentos no desenvolvimento e exploração de petróleo, sendo cada um remunerado mediante contratos pré-estabelecidos. Durante toda a trajetória histórica da exploração petrolífera em Angola, várias companhias multinacionais de petróleo estiveram envolvidas no país. É o caso por exemplo da Gulf Oil Corporation (que passou a se chamar Chevron, por essa ter comprado a Gulf em 1984), Amerada, American Pacific International, Amoco, Argo, Bear and Kistler, BP, Braspetro, Challenger Oil and Gas, Citizen Energy, Esso, Ina Naftplin, Marathon, Mitsubishi, Mobil, Sun Oil, Petrogal, Occidental, Unocal, Westates Petroleum etc.

Em 1994, as principais companhias internacionais que atuam na exploração, desenvolvimento e produção de petróleo em Angola são: Chevron, Elf Aquitaine, Agip, BP, Exxon(Esso), Petrofina, Texaco, Total, Shell, Braspetro, entre outras.

III.3 - GEOLOGIA DO PETRÓLEO

O petróleo bruto representa a culminação de um longo processo sedimentar, estrutural e hidrogeológico, ordenado de acordo com características inerentes da bacia sedimentar (PERRODON, 1983); e para ser explorado, é preciso que o petróleo tenha migrado e se acumulado em armadilhas de rochas porosas e permeáveis que servem de reservatórios, confinadas no interior de uma bacia sedimentar.

Portanto, no que se refere a Angola, o petróleo é encontrado essencialmente em 3 bacias sedimentares que existem no país: a bacia do Congo (a qual engloba a província de Cabinda e, por isso, também conhecida como a bacia de Cabinda-Angola), a bacia de Kuanza e a bacia de Namibe (figura 3.2). As 3 bacias, separadas através de um alto embasamento Pré-Cambriano, têm a sua origem intimamente relacionada a um complexo fenômeno global de deriva continental, mais precisamente no processo de separação entre a África e a América do Sul.

O continente africano e o sul americano fizeram parte, durante longos períodos geológicos, do super continente denominado Pangea. O movimento das placas tectônicas levou ao aparecimento de um processo de fraturamento do Pangea no início do Cretáceo, há aproximadamente 120 milhões de anos. Esse conjunto de acontecimentos causaram a separação entre a África e a América do Sul, favorecendo então o aparecimento das bacias marginais do Atlântico Sul, tanto do lado africano quanto do lado sul americano.

Portanto, a evolução tectônica, geológica e sedimentar das bacias marginais petrolíferas de Angola em particular e do Atlântico Sul em geral, incluindo as bacias marginais do Brasil, estão relacionadas ao fraturamento do Pangea e ao afastamento das placas africana e sul americana. As bacias sedimentares angolanas do Congo, Kuanza e Namibe fazem parte de um conjunto de bacias da margem continental passiva do Atlântico Sul da parte ocidental da África, cuja a estrutura tectônica na qual estão inseridas pode ser dividido, em resumo, em 3 fases principais. A fase Pré-Rift, fase Rift e fase Pós-Rift.

A fase Pré-Rift que se estende do meio ao final do Jurássico (165 a 135 milhões de anos), provavelmente, antes da separação das placas africana e sul americana, existia uma única bacia que foi submetida inicialmente a elevados esforços e tensões. Esses esforços resultaram no aparecimento de depressões intracratônicas e áreas de subsidência, que foram preenchidos por finos sedimentos de origem flúvio-lacustre e continental como areias médias, grossas e conglomerados. Segundo (Mello et alii., s.d), durante o estágio Pré-Rift sedimentos continentais e flúvio-lacustre foram depositados em áreas de subsidência regional nas bacias de Sergipe-Alagoas e Recôncavo, no lado brasileiro, e Cabinda-Angola e bacia do Gabão, no lado africano.

A fase Rift, iniciada no princípio do Cretáceo, é a fase durante a qual se dá realmente a separação entre a África e América do Sul. É uma fase caracterizada por um forte processo de falhas, que dá origem a profundos "rift valleys" em Cabinda, aonde foram

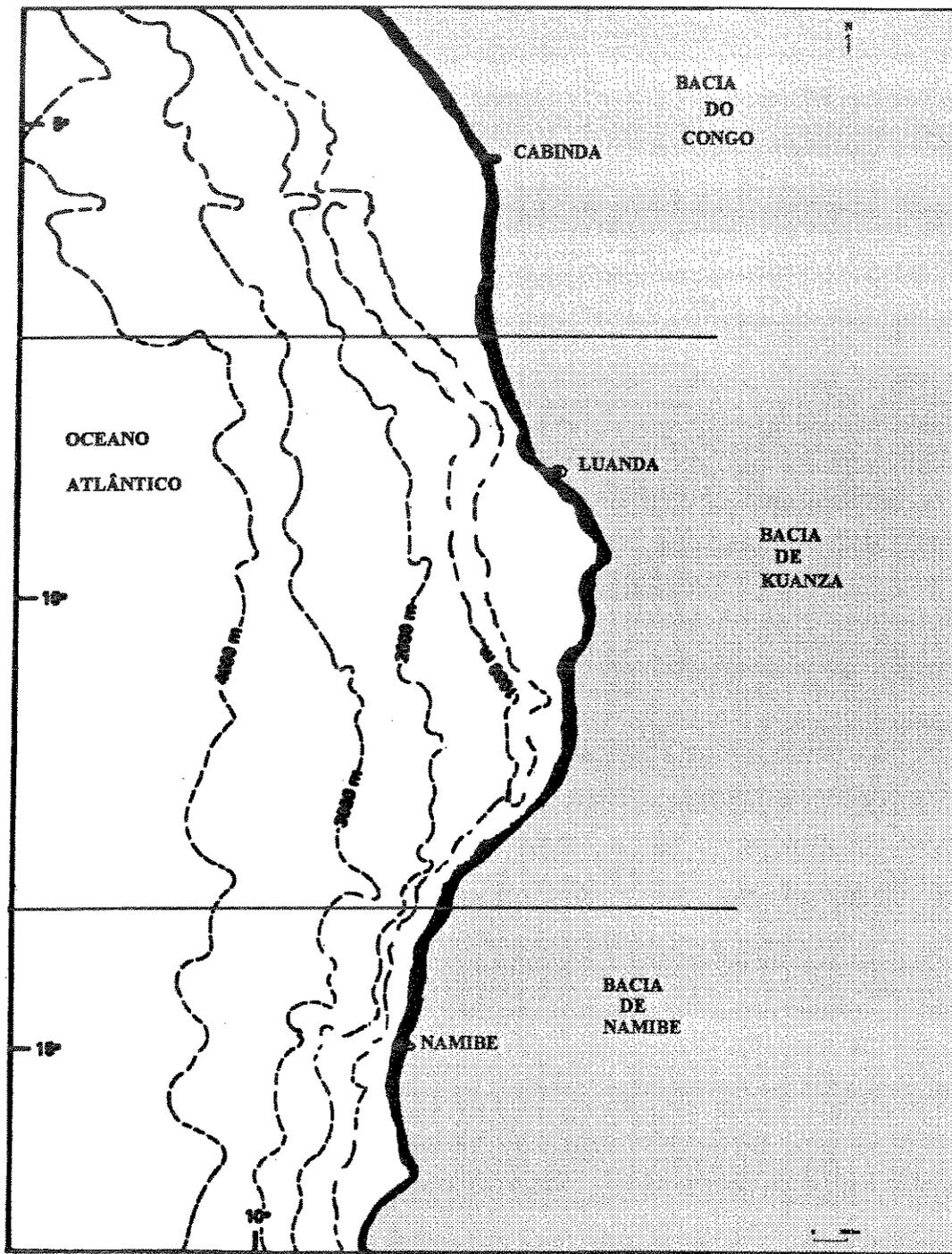


Figura 3.2 As Principais Bacias Sedimentares de Angola: Bacia do Congo ou Cabinda-Angola, Bacia de Kuanza e a Bacia de Namibe.

Fonte: Schlumberger, 1991.

depositadas espessas seqüências de marga e argilas. Essa seqüência constitui a chamada Formação Bucomazi que é o conjunto de rochas que mais produz petróleo em Cabinda.

De acordo com (Mello et alii., op. cit.) o estágio rift é associado com intenso falhamento normal que coincide em tempo com a larga fase de extrusão de rochas magmáticas (na maioria de basaltos toleíticos) que estão presentemente preservados no Paraná, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas, no lado brasileiro, e Etendeka, Kuanza e Cabinda-Angola, no lado africano.

A fase Pós-Rift vai do meio do Cretáceo até os dias de hoje. Após de fraturamento e, conseqüente, abertura do Atlântico Sul, ocorre uma relativa paralisação do movimento e estabilização das margens. Durante o Aptiano, a contínua subsidência das bacias fraturadas resultam numa transgressão marinha que inunda e deposita, a partir do Sul, vários sedimentos como arenitos marinhos superficiais, halita, anidrita e outros sais. É muito comum encontrar nas bacias do Congo e Kuanza sais basálticos com evaporitos ricos em potássio, que são, portanto, associados a essa fase de transgressão do mar. Durante o Albiano as condições marinhas ficam completamente definidas nas bacias, destacando-se grandes depósitos de rochas carbonáticas nas bacias angolanas. Do Terciário até o início do Oligoceno é um período caracterizado predominantemente pela presença em grandes percentagens de argilas e menor quantidade de carbonatos, refletindo a abertura contínua do oceano Atlântico. Do Mioceno a Holoceno, os sedimentos predominantes variam desde areias finas e argilas nas margens das bacias até turbiditos de águas profundas que se depositaram ao longo do talude.

III.3.1 - LITOESTRATIGRAFIA DA BACIA DO CONGO (CABINDA-ANGOLA)

A bacia do Congo possui uma extensão aproximada de 600 Km, entre 3° e 7° de latitude sul, localizando-se na porção noroeste e norte de Angola, onde a província de Cabinda ocupa a parte meridional da bacia. A bacia do Congo é limitada ao norte pela bacia do Gabão e estão separadas por uma cordilheira transversal do embasamento Pré-Cambriano. Ao sul é limitada com a bacia de Kuanza, separados por uma cordilheira similar à anterior, conhecida como Ponta de Ambrizete. As rochas sedimentares da bacia do Congo, na porção que corresponde a Cabinda-Angola, repousam sobre o embasamento Pré-Cambriano, conhecido como complexos Mayombe e Pré-Mayombe que se estendem até a plataforma continental angolana. Similar a todas bacias da margem continental oeste africana, a bacia do Congo tem a sua origem associada ao "rifting" e consequente separação entre os continentes sul americano e africano. A sequência estrutural da bacia é predominantemente de diversas famílias de falhas normais que se estendem por grandes dimensões e quilómetros de "horst" e "graben". Em Cabinda, essas falhas dividem a bacia entre a parte em terra e a plataforma continental, formando uma sequência de grandes blocos, como os vistos em Malongo, Likouala etc. Apesar de existirem várias famílias de falhas normais, as principais, possuem orientação NW-SE.

A coluna litoestratigráfica da bacia do Congo (Cabinda-Angola) (figura 3.3) pode ser descrita resumidamente em duas sequências principais: a sequência pré-salifera e salifera, além do embasamento cristalino que constitui parte do escudo Pré-Cambriano africano, composto de uma mistura de rochas vulcânicas metamórficas e ígneas como granitos, granito-gnaisses, xistos, micaxistos, gnaisses etc.

A sequência pré-sal consiste de sedimentos de idade Neocomiano (início do Cretáceo), de origem essencialmente lacustre, sem influência marinha, e cujas estruturas indicam como sendo resultado do "rifting" associado à deriva continental. Nessa sequência, observam-se grãos imaturos, bem como arenitos de um meio fluvial e sequências sedimentares grânulo-decrescentes como areias, siltes, argilas e carbonatos entre as descontinuidades erosivas. Na coluna litoestratigráfica da bacia do Congo (Cabinda-Angola), (figura 3.3) a sequência pré-sal vai desde a formação Lucula até a formação Chela, concentrando algumas das principais formações geradoras de petróleo de Cabinda.

A sequência salifera é constituída de sedimentos predominantemente marinhos. São formações de rochas carbonáticas e evaporíticas que contém os principais reservatórios de petróleo de Angola. Uma breve descrição das formações que compõem a coluna litoestratigráfica da bacia de Cabinda-Angola é feita a seguir, iniciando-se pela sua base .

A formação Lucula é constituída por diversos sedimentos principalmente os arenitos e conglomerados de espessura variável, pertencentes à idade cretácica. Essa formação comporta importantes rochas reservatórios e alguns dos principais campos produtores de Cabinda, como os campos de Malongo Norte e Oeste. Uma espessa sequência de arenitos e siltitos micáceos com uma espessura de 1.160 metros jaz na parte superior da formação Lucula. Essa sequência, essencialmente de arenitos

turbidíticos, é chamada de Eva. Embora seja formalmente considerada como a parte inicial da formação Bucomazi.

A formação Bucomazi é formada por sedimentos finíssimos de cor preta, ricos em matéria orgânica, com espessura que pode ultrapassar 335 m. A predominância é de folhelhos marrom escuros, cinza esverdeados e calcários dolomíticos. Os folhelhos pobres em matéria orgânica possuem uma espessura de 430 m, com uma coloração variando entre o cinza claro e o marrom. Os folhelhos de Bucomazi ricos em matéria orgânica são considerados como rochas cuja origem é relacionada à sequência pré-sal.

A formação Toca é usualmente chamada de carbonatos Toca, por ser constituída principalmente de carbonatos. Essa formação jaz na parte superior da formação Bucomazi, sendo, portanto, muito controversa a sua correta posição estratigráfica e a correta distribuição dos carbonatos que se estendem por uma espessura de 130 m. A formação Toca é o principal reservatório de um dos maiores campos de produção de petróleo de Cabinda, o campo de Takula. De todas rochas existentes, apesar da fama de carbonatos, os arenitos apresentam-se com melhores condições para reservatórios, possuindo melhor porosidade e permeabilidade. As fácies carbonatadas contribuem geralmente melhor como reservatórios quando a permeabilidade e a porosidade são realçadas pela dissolução e dolomitização.

Arenitos da Chela, de idade Aptiano-Albiano, essa sequência precede o episódio salífero que depositou a formação Loeme, e é depositada sobre uma superfície erodida e aplanada. A série Chela é composta essencialmente de arenitos, siltes, argilas de cor castanha, dolomitas, e alguns folhelhos com uma espessura aproximadamente de 60 m.

Após os arenitos da Chela, seguem-se os depósitos de sal da formação Loeme, de idade Albiano-Aptiano. Essa formação é composta principalmente de evaporitos. Presença de halita e sais de potássio associados a níveis de anidrita, dolomitas e argilas acastanhadas, cuja a espessura varia de acordo com a tectônica salífera, mas sabe-se que a espessura inicial é de 1000 m.

A formação Mavuma ou Inhuca formada de calcários dolomíticos, dolomitas arenosas e anidritas, com uma espessura de aproximadamente 60 m sobrepõe-se à formação salífera de Loeme, marcando, assim, o início de uma sedimentação de plataforma. A formação Mavuma ou Inhuca é considerada de idade Albiano-Cenomaniano.

Durante o período Albiano-Cenomaniano, ocorre a fase de transgressão marinha caracterizada por uma sedimentação clástica carbonatada de plataforma, uma sedimentação carbonato-siltosa de talude e, finalmente, uma fase de sedimentação argilosa e siltosa de bacia. No fim desse período os sedimentos arenito-silto-carbonatados apresentam uma tendência transgressiva. A formação Vermelha, que jaz logo após a formação Mavuma ou Inhuca, é composta de leitos de cor vermelha de arenitos, argilas, dolomitas e anidritas.

As fases anteriores pertencentes ao processo de transgressão marinha correspondem, além da formação Vermelha, também à formação Pinda, Iabe e Lândana.

A formação Pinda, na realidade, é a continuação dos sedimentos da formação Vermelha que de arenitos, dolomitas e anidritas mudam-se lateralmente para uma sequência de carbonatos marinhos que são então chamados de Pinda. É comum encontrar também nessa formação calcários intercalados com siltitos quartizíticos e arenitos argilosos. É a formação na qual se localiza o campo de Kungulo e por onde se estende o campo de Takula. Segundo o Oil & Gas Journal (19 dezembro 1994, pág. 146), os depósitos de petróleo bruto das importantes áreas B e C de águas profundas de Cabinda também pertencem à formação cretácica de Pinda.

A formação Iabe possui uma espessura de aproximadamente 1000 m e é constituída na sua maior parte por argilas e margas na parte superior. Na parte intermediária da formação encontram-se níveis de folhelhos pretos intercalados com arenitos e carbonatos que são grandes reservatórios de hidrocarbonetos, um dos quais é o campo de Malongo Sul.

A coluna estratigráfica da bacia do Congo completa-se com as duas unidades terciárias no topo: são as formações de Lândana e Malembo. A primeira é constituída basicamente de sedimentos finos como argilas, margas, siltitos marrons e calcáreos areníticos. Esses sedimentos aumentam gradualmente de granulação para arenitos, conglomerados intercalados com folhelhos, dolomitos, arenitos grosseiros inconsolidados e conglomerados. Essa fase de granulação maior dos sedimentos intercalados com outros finos corresponde à formação Malembo. Em alguns casos foram reconhecidos alguns níveis turbidíticos de granulometria variável que variam de conglomerático a argiloso.

III.3.2 - LITOESTRATIGRAFIA DA BACIA DE KUANZA

A bacia de Kuanza encontra-se localizada entre o 8^o e 13^o de latitude sul, na parte noroeste de Angola. Com uma extensão de 300 Km de comprimento e 150 km de largura, a bacia de Kuanza cobre, além da margem oeste do oceano Atlântico, uma extensa parte continental. É limitada ao norte pela bacia do Congo e ao sul pela bacia do Namibe (figura 3.3). Os fatores mais importantes ligados à origem e desenvolvimento da bacia de Kuanza são os que se referem à fase tectônica ativa que deu origem à ruptura e separação dos continentes africano e sul americano no início do Cretáceo, a exemplo de todas outras bacias da margem continental oeste africana.

Os sedimentos da bacia de Kuanza estão depositados sobre um embasamento Pré-Cambriano, constituído de rochas ígneas e metamórficas como granitos, gnaisses, micaxistos, granito-gnaisses etc., fortemente afetadas por um sistema de falhas transversais e fraturadas. As rochas sedimentares, depositadas sobre o embasamento cristalino, da bacia de Kuanza que servem de reservatórios de petróleo são principalmente espessas camadas de evaporitos e carbonatos, provavelmente depositados na fase inicial da formação do Atlântico Sul e antes da expansão da crosta oceânica. Essas sequências são claramente perceptíveis e separam os sedimentos clásticos continentais do marinho superior.

As rochas sedimentares que constituem a bacia de Kuanza são classificadas essencialmente em 3 unidades principais:

- 1 - a sequência pré-salífera, que corresponde aos depósitos de ambiente continental.
- 2 - a sequência salífera, corresponde ao ambiente do tipo "mar Vermelho".
- 3 - a sequência pós-salífera, correspondente ao ambiente marinho.

A predominância dessas sequências indica que estruturalmente a bacia de Kuanza é controlada pela tectônica salífera, estratificando formações de idade cretácica, terciária e alguns afloramentos quaternários. Na borda este da bacia, os sedimentos clásticos da base do Cretáceo repousam diretamente sobre o embasamento cristalino da plataforma africana. As formações rochosas se estendem até a parte oeste da bacia em afloramentos do Cretáceo Superior e do Mioceno dispostos em arcos concêntricos. Na parte central da bacia de Kuanza observam-se algumas estruturas anticlinais, com direção preferencial para N-S e NW-SE. São o caso das estruturas que afloram a oeste da região de Muxima, na qual uma sequência cretácica é encoberta por outra terciária e, ao longo da costa de Luanda, são encontrados afloramentos cretácicos próximos ao Cabo Ledo, assim como perto da cidade de Porto Amboim.

A figura 3.3 apresenta a coluna litoestratigráfica da bacia de Kuanza, correlacionada com as bacias do Congo e Namibe. As sequências caracterizadas como pré-sal, detritos fluviais de idade Neocomiana, estão depositadas sobre uma topografia de "rift valley", sendo os arenitos, os tufos e as lavas as rochas mais antigas chamadas de formação Cuvo. Essa, por sua vez, divide-se em duas unidades: a Cuvo Inferior é constituída de arenitos arcossianos de coloração vermelha que gradam a arenitos conglomeráticos com uma espessura de aproximadamente 100 m.

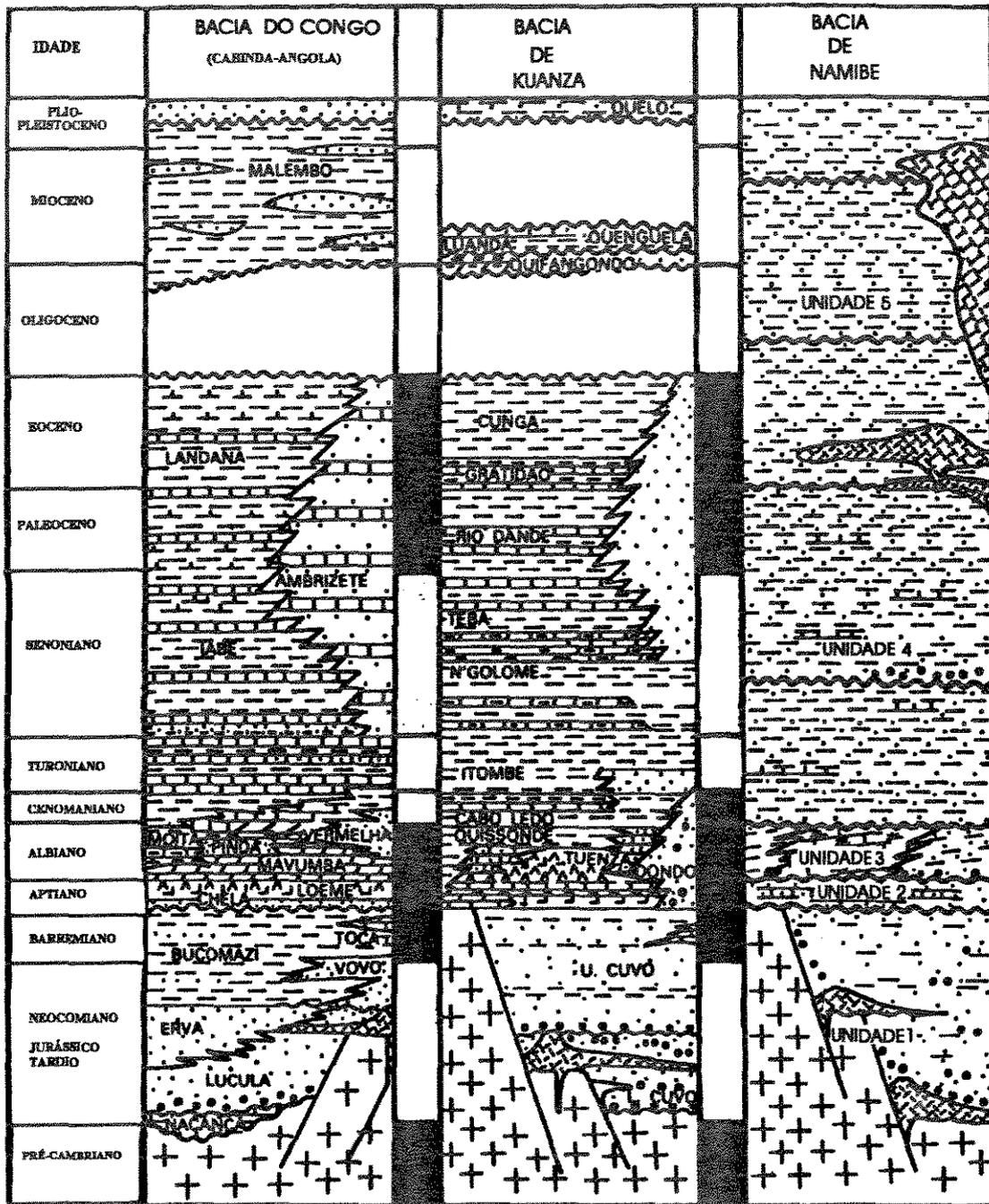


Figura 3.3 Correlação Litoestratigráfica das Principais Bacias Sedimentares de Angola
 Fonte: Schlumberger, 1991.

Os arenitos encontram-se intercalados com carbonatos, fragmentos vulcânicos e veios basálticos. A ocorrência de rochas vulcânicas é comum no Cuvo Inferior, aonde constituem um potencial reservatório de hidrocarbonetos (os campos de Cabo Ledo e Puaca).

O Cuvo Superior, que em algumas partes jaz em discordância sobre o Cuvo Inferior, é constituído por sedimentos areníticos fluviais de matriz frequentemente calcário-dolomítica. Os sedimentos por vezes bem selecionados possuem uma espessura de até 200 m, com grandes intercalações de carbonatos dolomíticos de ambiente lacustre ou lagunar. Esses arenitos constituem reservatórios de hidrocarbonetos, a exemplo do campo de Cacuaco. A fácies carbonática torna-se mais espessa na parte leste da bacia de Kuanza. No topo da formação Cuvo nota-se uma progressiva transição dos clastos para evaporitos, através de dolomitas, folhelhos e inclusive algumas areias betuminosas (Calucala).

A sequência de sal indica que durante o período Aptiano-Albiano uma bacia evaporítica se formou com uma espessura local de 1.500 m, que foi progressivamente se alterando para fácies detrítico a este, e carbonatados a oeste da bacia. A formação Dondo representa justamente a alteração progressiva da fácies evaporítica para a fácies continental, apresentando uma espessura de aproximadamente 1000 m. A formação Dondo é de idade Aptiano-Albiano. As sequências salíferas representam-se comumente por blocos de sal-gema maciço, encontrados junto aos arenitos de Cuvo; ou camadas de halita associados com anidrita, cuja a espessura original pode atingir até 600 m. Uma espessa camada de sal-gema é encontrada também na margem continental, além da cordilheira de Cabo Ledo. Durante o Aptiano outros depósitos de evaporitos, carbonatos micríticos e argilas betuminosas que se intercalam com calcarenitos marinhos oolíticos constituem um importante reservatório (campo de Tobias) na formação Binga.

A formação Tuenza, de idade Albiano, é caracterizada por três unidades deposicionais. Cada unidade possui marcadamente uma composição que pode ser salífera, de anidrita ou dolomita. A unidade Tuenza salífera é formada por intercalações de sedimentos finos como argilas e areias betuminosas, que são rochas reservatórios potenciais da bacia de Kuanza. A unidade de anidrita é composta basicamente por sais de anidrita associados a calcários. A última unidade, como o próprio nome indica, constitui-se de carbonatos dolomíticos intercalados com arenitos e calcário-arenitos. O conjunto sedimentar de Tuenza, representando uma espessura de 1000 m, evidencia a evolução de um ambiente salino confinado para um ambiente de mar aberto.

A formação Quissonde é datada de Albiano e constituída por calcários argilosos com características de mar franco ou aberto. Essas argilas marinhas cobrem lateralmente os carbonatos de Catumbela, a oeste de Cabo Ledo. A formação Quissonde provávelmente representa a parte final da sequência salífera.

A sequência pós-salífera, de idade Cenomaniano, representa a mudança gradual da margem oceânica da bacia de Kuanza na sua borda este, durante o Cretáceo, ilustrando as condições marinhas cada vez mais profundas que afetaram a bacia. De este a oeste, os sedimentos variam de areias continentais e depósitos de ambiente costeiro para sedimentos finos como folhelhos e sedimentos neríticos, propícios à formação de rochas que servem como reservatórios de hidrocarbonetos. São calcários, margas, calcários margosos e margas pelágicas (argilas negras).

A formação Cabo Ledo é de idade Cenomaniano, constituída de um pacote de rochas sedimentares com uma espessura de aproximadamente 400 m. As rochas são fundamentalmente originadas do processo de transgressão marinha, com níveis detríticos sobre os quais se depositaram calcários e sedimentos argilosos.

A formação Itombe é datada entre o Turoniano-Coniaciano, e é composta essencialmente por sedimentos areníticos grosseiros localmente asfálticos intercalados com calcários claramente transgressivos e por argilas gradualmente betuminosas. A extensão da unidade Itombe é de aproximados 600 m.

A formação N'golomé é de idade Santoniano. Os depósitos sedimentares da formação N'golomé apresentam uma espessura de aproximadamente 100 m, constituídos principalmente de sedimentos finos como argilas de coloração castanha ricas em matéria orgânica. É comum encontrar amostras de foraminíferos planctônicos, nas partes onde existe intercalações da formação N'golomé com a Teba.

A formação Teba possui uma idade que varia de Campaniano a Maastrichiano Inferior, contendo uma espessura de aproximadamente 700 m , composta essencialmente de calcários pelágicos.

A formação Rio Dande, variando de Maastrichiano Superior a Paleoceno, é composta basicamente de arenitos. Na parte oriental, a formação Rio Dande passa gradualmente para uma sequência deltaica argilo-arenosa.

Sobre a formação Rio Dande afloram duas unidades pós-salíferas de idade Paleogénico: são as formações Gratidão (Eoceno Inferior) e Cunga (Eoceno Médio-Superior). Essas duas formações são predominantemente constituídas de calcários pelágicos e argilas com organismos planctônicos, com características euxínicas bem evidentes.

Depois das formações Gratidão e Cunga do período Eoceno, a coluna litoestratigráfica da bacia de Kuanza mostra que durante o período Oligoceno não houve ocorrência de formações, devido ao abaixamento mundial do nível oceânico. Esse período é caracterizado apenas por um processo de emersão e erosão.

Entre o final do Oligoceno e o início de Mioceno ocorre uma deposição de sedimentos restrita apenas à borda ocidental da bacia. É o início da deposição da formação Quifangondo composta de sedimentos lagunares (principalmente margas gipsíticas e dolomitas). Na orla da bacia desenvolvem-se fácies deltaicas arenosas intercaladas com fácies de composição silto-arenosas e margas que são os principais reservatórios do campo de Quenguela Norte. Uma parte da formação é composta de

argilas castanhas com foraminíferos plantônicos. Litologicamente predominam areias grosseiras, mal selecionadas, areias finas, siltes, argilas e alguns carbonatos.

No Pleistoceno prossegue a deposição de material euxínico que constitui a formação Luanda com uma espessura de quase 800 m. Sedimentos arenosos e depósitos litorais carbonatados intercalam-se com depósitos deltaicos de composição argilo-arenosos constituindo a formação Quenguela, que se entrelaça com a formação Luanda e Quelo anunciando a emersão e erosão da bacia.

III.3.3 - LITOESTRATIGRAFIA DA BACIA DO NAMIBE

A bacia do Namibe, anteriormente conhecida como bacia de Moçâmedes, encontra-se localizada ao sul da latitude 13° sul. Ela está separada ao norte pela bacia de Kuanza através da cordilheira da Lunda e ao sul é limitada pela cordilheira de Walvis, se estendendo por um comprimento de aproximadamente 400 Km, na parte sudoeste da República de Angola (figura 3.3). A bacia do Namibe é ainda muito pouco estudada. Os dados geológicos relativos a sua composição estratigráfica, estrutural e sedimentar são bastante dispersos.

A parte continental, assentada sobre o escudo africano do embasamento Pré-Cambriano, é relativamente estreita entre 10 a 20 Km, alargando-se mais na sua parte meridional, sendo que a sua parte marítima, correspondente aos blocos 11, 12 e 13, compreende uma plataforma continental de aproximadamente 50 Km de extensão. Os sedimentos Cretácicos e Terciários da grande parte continental da bacia do Namibe estão cobertos pelas areias do deserto do Namibe.

Estruturalmente a bacia do Namibe é controlada por um conjunto de falhas de direção predominantemente NE-SW pertencentes ao embasamento Pré-Cambriano. A parte da bacia que aflora na plataforma continental, as falhas submeridianas dispostas sinteticamente delimitam estruturas tipo "horst" e "graben".

De um modo geral, a evolução tectônico-sedimentar da bacia do Namibe está relacionada, a exemplo das outras bacias marginais angolanas, aos processos de fraturamento e separação entre os continentes africano e sul americano, ocorridos no Cretáceo Inferior.

A figura mostra a correlação estratigráfica entre as bacias angolanas do Congo, Kuanza e Namibe. Ocorre que, na bacia do Namibe, por não existirem estudos detalhados sobre as divisões e a composição das unidades litoestratigráficas, as formações sedimentares foram provisoriamente denominadas de Unidades 1 a 5, resumidamente descritas a seguir.

Unidade 1

É uma sequência de sedimentos detríticos, arenitos, siltes e argilas que podem ser comparados às séries flúvio-lacustres da idade Cretácica, correspondente a formação Cuvo da bacia de Kuanza. Presença de níveis carbonatados em intercalações com arenitos e siltes que podem atingir vários centenas de metros. Nas partes mais saliente das estruturas falhadas ocorrem algumas emissões vulcânicas.

Unidade 2

Essa sequência de sedimentos deposita-se em discordância sobre a sequência anterior e acredita-se ter origem em episódio detrítico transgressivo, contendo níveis de carbonatos talvez associados a evaporitos. Considera-se que existam camadas de sal-gema, embora ainda não identificadas.

Unidade 3

Pressupostamente de idade Albiano, também repousa de forma discordante sobre a sequência precedente. Possui características de uma formação carbonatada de plataforma que se estende até o sul de Tômbua, medindo aproximadamente 500 m.

Unidade 4

Atribuída ao Cretáceo Superior, é provavelmente composta de sedimentos detríticos de tipo delta, ocorrendo duas discordâncias.

Unidade 5

É uma série que comporta vários ciclos transgressivos e regressivos, formado principalmente por areias e argilas, com ocorrência de emissões vulcânicas provavelmente do Terciário.

III.3 - RECURSOS

Face à quadruplicação dos preços de petróleo decretada pela OPEP na crise de 1973, algumas mudanças significativas ocorreram no cenário petrolífero internacional. Uma das quais é a alteração da estrutura mundial da produção de petróleo, isto é, as companhias internacionais intensificam-se na aquisição de novas áreas contendo recursos petrolíferos, fora do contexto da OPEP, diversificando assim as fontes de obtenção de petróleo.

A busca por novos recursos se estende até Angola, confirmando a previsão das companhias internacionais de petróleo de que as bacias sedimentares da margem passiva ocidental da África constituem uma das mais promissoras províncias mundiais, em termos de armazenamento de petróleo e gás natural.

Particularmente, no que concerne a Angola, o interesse das companhias internacionais pela exploração petrolífera se deve ao fato de que esse país possui vastos recursos petrolíferos em suas bacias sedimentares, ainda muito pouco exploradas no passado. Ao tornar-se independente de Portugal, em 1975, o Estado angolano torna-se proprietário de todo o solo e subsolo e, conseqüentemente, o responsável pela gestão e exploração de todos recursos naturais em todo o território nacional. A descoberta de mais recursos, principalmente o petróleo torna-se vital para a economia angolana, já que depende quase que totalmente dos lucros gerados pela exportação de hidrocarbonetos para a solução de seus problemas internos.

Os recursos petrolíferos de Angola estão distribuídos em três bacias sedimentares, localizadas na margem ocidental do continente africano: bacia do Congo, também chamada de Cabinda-Angola, bacia do Kuanza e a bacia do Namibe (figura 3.2). Essas bacias pertencem à orla subequatorial do Atlântico Sul que se originou do tectonismo de placas que separou a África da América do Sul, durante o início do Cretáceo, há aproximadamente 118 milhões de anos.

A identificação e quantificação de um recurso não-renovável como é o caso do petróleo ainda é algo muito complexo, de custos bastante elevados e implica em uso de tecnologias avançadas. Porém, mediante a utilização de técnicas e o conhecimento geológico atualmente disponíveis indicam que as fronteiras exploratórias contendo recursos consideráveis de petróleo são as áreas localizadas em águas profundas da plataforma continental. Mais precisamente na bacia do Congo, destaca-se a província de Cabinda, bem como nas proximidades marítimas do Soyo, na província de Zaíre.

III.5 - RESERVAS

A reservas são as quantidades de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos que podem ser estimados e recuperáveis, a partir de dados geológicos e técnicos de reservatórios conhecidos, perfuráveis nas condições econômicas e tecnológicas do momento (CHEVALIER et alii, 1986).

De um modo geral, impera uma grande incerteza no que diz respeito à determinação da quantidade exata de reservas petrolíferas existentes. A distribuição geográfica irregular do petróleo no mundo, muitas vezes em áreas pouco exploradas ou ainda inexploradas e o nível atual do conhecimento tecnológico não permitem ainda fazer um inventário exaustivamente correto de todas as reservas existentes.

Por outro lado, existe o fato da relativização do conceito de reservas de petróleo. As reservas podem ser usadas, dentro de certos limites, como um instrumento político pelos respectivos governos de cada país, que ao publicarem as estatísticas oficiais das suas reservas podem aumentar ou diminuir-las, dependendo da ocasião ou do interesse político de cada governo. Além disso, a avaliação das reservas recuperáveis está diretamente relacionada ao progresso tecnológico. Na medida em que a tecnologia para o desenvolvimento e prospecção de petróleo evolui, certamente aumentam as reservas recuperáveis, que diminuem na medida em que as companhias aumentam a produção.

Em Angola as reservas recuperáveis de petróleo avaliadas pelas companhias internacionais estão estimadas em 5,8 bilhões de barris, em 1995, segundo Oil & Gas Journal. São reservas de petróleo leve, com baixo teor de enxofre, qualidades excelentes que caracterizam o petróleo angolano. Essas reservas são suficientes para os próximos 15 a 20 anos, caso se mantenham os atuais níveis de produção. Durante a década de 80 e a atual os investimentos têm aumentado significativamente, com o objetivo de aumentarem as reservas angolanas, na medida em que vão se depletando as anteriores com a aceleração da produção. Quanto à localização, aproximadamente 2/3 do total das atuais reservas de Angola estão localizadas na costa marítima da província de Cabinda e o restante está disperso na plataforma continental adjacente às províncias do Zaire, Luanda e Benguela.

Deve-se salientar que cerca de 90% das reservas provadas de Angola localizam-se em regiões "offshore", sendo que grande parte desse total em águas profundas. Tem ocorrido um declínio bastante acentuado nas reservas terrestres das bacias do Congo e Kuanza, sendo que esta última a depleção de óleo já atingiu cerca de 90% das suas reservas, segundo a avaliação realizada pela Schlumberger.

III.6 - PRODUÇÃO

A produção comercial de petróleo em Angola teve o seu início em 1955, com a perfuração de um poço terrestre em Benfica, próximo a Luanda, na bacia de Kuanza, pela companhia Purfina, uma subsidiária da empresa petrolífera belga Petrofina.

Por outro lado, a produção offshore na costa marítima de Cabinda iniciou em 1968, com uma produção de 30.000 b/d, pela subsidiária da companhia americana Gulf Oil Corporation, Cabinda Gulf Oil Corporation (Cabgoc), após seis anos de prospecção sísmica ao longo da costa. Particularmente, Cabinda tem sido há muitos anos o foco da produção angolana de petróleo, pois a produção "onshore" das bacias sedimentares de Congo e de Kuanza que tiveram o seu auge comercial nas décadas de 60 e 70 tem sido relativamente insignificante atualmente.

A produção terrestre em Angola é historicamente operada pela empresa Petrofina, que após a independência do país em 1975 passou a operar em parceria contratual com a estatal angolana Sonangol.

Existem vários campos "onshore" produtores de petróleo dispersos ao longo das duas bacias, mas a sua produção tem conhecido um acentuado declínio e muitas vezes paralizada devido ao espectro da guerra civil. O outro fato relacionado aos campos onshore é o de serem os responsáveis pela produção de primeiros barris de petróleo nos anos 50, 60 e 70, razão pela qual vem ocorrendo a exaustão dos recursos dessas bacias.

Os principais campos de produção onshore na bacia de Kuanza são os de Tobias, Benfica, Luanda e Galinha. Na bacia do Congo destacam-se os campos onshore de Quenguela, N'zombo-Pangala, Cabeça de Cobra e Quinfuquena. Foi na metade da década de 80 que esses campos começaram a diminuir a sua produção, chegando a atingir um total de 37.100 b/d na primeira metade de 1985, enquanto que na primeira metade de 1977 produziam cerca de 56.000 b/d. Atualmente quase todas as atividades de produção nos campos onshore estão paralisadas, devido ao risco político provocado pela instabilidade da guerra.

Em 1973, Cabinda já produzia mais de 150.000 b/d, e nesse mesmo ano o petróleo já era um dos principais produtos de exportação de Angola, ao lado dos diamantes, café e outros produtos agrícolas. Com o aumento dos preços de petróleo em 1973, o país é beneficiado com a elevação das suas receitas, já que não estava sujeito a limitação de cotas por não ser membro da OPEP.

A produção sofre um pequeno interregno em 1975 com as hostilidades provocadas pela mudança do regime político e o alcance à independência. Nesse período, várias companhias entre elas a Cabinda Gulf Oil paralisaram as suas atividades, retirando o seu pessoal dos campos de produção, retornando no início de 1976 quando a Cabinda Gulf Oil decide retomar as operações. A interrupção temporária da produção em Cabinda e em alguns campos onshore nas bacias de Congo e de Kuanza refletiram na redução da produção no ano de 1976. Cabinda produziu nesse ano apenas 78.000b/d, enquanto que a bacia de Congo foi responsável por 16.146 b/d e a bacia de Kuanza produziu apenas 7.459 b/d.

Em 1977, embora a produção estivesse se recuperando rapidamente, chegando a 172.200 b/d, quase equivalente aos níveis que antecederam a independência, o recrudescimento da guerra civil no país inteiro fez com que o Governo necessitasse de mais recursos financeiros provenientes da produção de petróleo. Para isso, o Governo do MPLA cultivava boas relações comerciais com as companhias internacionais de petróleo que são atraídas pelas condições geológicas bastante promissoras, bons índices de exploração, baixos custos operacionais e políticas fiscais atrativas. Assim, a produção angolana de petróleo recupera-se rapidamente no final da década de 70 e no início da de 80 coincide com a segunda elevação dos preços do petróleo ocorrida em 1980-81, elevando consideravelmente os lucros para o Governo.

Apesar de, a rigor, a produção de petróleo em Angola remontar à década de 50, é somente a partir da década de 70 que a produção atinge níveis significativos (tabela 3.1).

Tabela 3.1 Evolução da Produção do Petróleo em Angola (1970-1994)

ANO	PRODUÇÃO (MIL B/D)
1970	84
1971	110
1972	139
1973	152
1974	168
1975	138
1976	178
1977	166
1978	137
1979	150
1980	130
1981	122
1982	177
1983	208
1984	225
1985	282
1986	359
1987	451
1988	451
1989	453
1990	474
1991	505
1992	532
1993	510
1994	570

Fonte: International Energy Statistic Sourcebook, O&GJ, London: Penn Well, 1995.

Toda a área marítima da plataforma continental de Angola com uma profundidade de até 200 metros fora dividida, em blocos de aproximadamente 4.000 Km² cada, com o objetivo de balizar as áreas de exploração e produção e conseqüente ordenamento e controle das empresas responsáveis pela produção. Cabinda, já concedida a Chevron é excluída da divisão, iniciando-a a partir da província de Zaire, localizando-se o bloco 1 na costa adjacente ao Soyo e obloco 13 na faixa marítima da província de Namibe.

Com essa reorganização do mercado imposta pelo governo angolano em 1978, a concessão de novos blocos para exploração e produção às companhias internacionais foi bastante incentivada, atraindo ao longo dos anos numerosos investimentos em atividades de desenvolvimento e exploração nas décadas subseqüentes. Assim, a produção de 283.000 b/d em 1986 já era 118% maior do que a de 1982, que consistiu em 129.000 b/d.

Cabinda, onde entre 1982 e 1985 a produção atingira o dobro em relação aos anos anteriores pelo desenvolvimento do campo de Takula, continua sendo a área de maior produção em Angola, tendo sido o responsável por cerca de 70 % da produção total em 1985, e apenas 15 % da produção foi dos campos "onshore", no mesmo ano. Os 15 % restantes foram produzidos no bloco 2, que iniciou as suas operações em 1980, com uma produção considerada tímida, mas que veio crescendo paulatinamente no final dos anos 80 e início dos de 90. Ainda em 1985, a produção dos campos considerados bastante promissores como os de Pacassa e Palanca, no bloco 3, passam a produzir inicialmente mais de 24.000 b/d, que têm aumentado ao longo dos anos.

Durante toda a década de 80 e até a metade da de 90, já que o volume de petróleo cru consumido internamente não sofreu nenhum aumento pontual, a grande parte da produção serve para exportação. Como Angola não é membro da OPEP, a sua produção não está sujeita à política de quotas. A produção destinada para exportação cresceu de 185.000 b/d em 1983 para cerca de 530.000 b/d em 1994.

Os contínuos investimentos feitos durante toda a década de 80 resultaram, apesar da queda dos preços de petróleo no mercado internacional, num contínuo aumento do volume de produção de petróleo em Angola, seguindo um rumo de elevação da produção que iniciou provavelmente depois de 1973. Nota-se que de uma produção de apenas 168.000 b/d em 1974, Angola aumentou a sua produção para mais de 570.000 b/d em 1994.

Em 1992, a produção total de petróleo alcançou 540.000 b/d, quatro vezes mais se comparado com os níveis de 1982. Nesse ano, as receitas governamentais provenientes da exportação de petróleo bruto alcançaram mais de US\$ 3,5 bilhões.

Em 1993, devido a completa paralisação da produção onshore e a ocorrência de grandes transtornos provocados pela danificação e ocupação das instalações petrolíferas do Soyo pela guerrilha da Unita, ocorreu uma pequena diminuição da produção em aproximadamente 6% do total; tendo ficado em apenas 512.000 b/d, em 1993. Essa redução da produção, embora não tenha sido significativa devido a ocupação das instalações de apoio às companhias no Soyo, o fato é que a diminuição dos preços de petróleo no mercado internacional fez com que as receitas arrecadadas pelo governo com a exportação de petróleo em 1993 tenham sofrido uma diminuição

de aproximadamente 20% em relação às de 1992. A queda dos preços internacionais afetou consideravelmente o preço médio de exportação do petróleo angolano, diminuindo o preço do petróleo de Cabinda (35° API) de US\$ 18,40 por barril em 1992 para US\$ 16,10 por barril em 1993. Com isso, as receitas nesse mesmo ano foram de US\$ 2,8 bilhões, 23% menores que em 1991, quando os preços internacionais foram inflacionados pela invasão do Iraque ao Kuwait.

Em dezembro de 1994, a produção total angolana bateu todos os recordes anteriores atingindo 570.000 b/d de petróleo bruto, e segundo previsões da companhia estatal angolana, Sonangol, estima-se para dezembro de 1995 uma produção acima de 700.000 b/d, e 850.000 b/d em 1996. Esse incremento da produção é resultado de um dos mais importantes projetos de desenvolvimento da indústria petrolífera angolana empreendidos até hoje: o desenvolvimento e o início da produção dos campos das áreas B e C das águas profundas em Cabinda. Desde o início da década de 90, a companhia americana Chevron operadora da concessão de Cabinda vem fazendo grandes investimentos em exploração e desenvolvimento com maiores foco em áreas de águas profundas (com profundidade entre 200-600 metros). A área que cobre essa profundidade na concessão de Cabinda foi dividida em duas áreas, B e C, cujos campos estimam-se possuírem cerca de 1 bilhão de barris de óleo bruto em reservas.

A produção de 1995 projetada para mais de 700.000 b/d apresentara um acréscimo de mais de 150.000 b/d em relação a de 1994. Esse acréscimo virá da produção de extenso campo de Kokongo da área B de águas profundas. O campo de Kokongo foi o primeiro de águas profundas a entrar em produção, tendo sido inaugurado pela Chevron em dezembro de 1994. Na ocasião, a empresa americana anunciara que esperava, com o início da produção do campo de Kokongo, aumentar parte da sua produção em Angola em mais de 20% a partir de 1995. Situado justamente na parte norte da área C de águas profundas, o campo de Kokongo promete ser um dos principais campos de produção da Chevron nos próximos anos. Descoberto em 1989, o campo está produzindo com duas plataformas-Kokongo Este e Oeste- prevendo a produção de 50.000 b/d nos primeiros meses de funcionamento.

O programa de investimentos da Chevron prevê, além do início da produção do campo de Kokongo, o estabelecimento de condições técnicas para que outros campos de águas profundas principalmente o Sanha e o N'dola na área C iniciem a sua produção. A fabricação de plataformas de produção para Sanha Sul e N'dola Norte tiveram os seus contratos já assinados e o início da fabricação previsto para o primeiro trimestre de 1995, com a instalação marcada para o final de 1996. As licenças de concessão para produção de petróleo em áreas B e C de águas profundas na costa de Cabinda foram negociadas no final de 1994 entre o Governo angolano e as companhias estrangeiras interessadas. Para a produção em águas profundas, a Chevron manteve-se como operadora com direito a 39,2 %, liderando um consórcio que inclui ainda a Sonangol (41 %), Elf Aquitaine (10 %) e Agip (9,8 %). Além de Cabinda, a outra área de destaque é o bloco 3, operado pela Elf Aquitaine, onde a esperança maior no aumento da produção é a entrada em produção dos campos de Cobo e Pambi nos próximos anos. Além disso, é esperada a expansão do bloco em novos campos descobertos recentemente como é o caso de Oambi 1, Caama Centro 1, Este 1 e Alce 1. A Elf Aquitaine continua com os seus trabalhos de perfuração exploratória em toda área que opera, principalmente no bloco 3/80, 3/85 e 3/91, ao passo que já se encontra

programado também o início da perfuração do bloco 17 em águas profundas, numa profundidade entre 950 e 1.050 metros.

Atualmente, mais de 70 % da produção total de Angola provém de águas rasas da plataforma continental de Cabinda, operado pela Chevron em associação com a empresa estatal de Angola Sonangol (tabela 3.2). Outra parte, 22 % é oriunda do bloco 3, "offshore" do Soyo, na província de Zaire, cujo o operador é a empresa francesa Elf Aquitaine, conjuntamente com as empresas Agip, Mitsubishi, Naftagas e Ina-Naftaplin. O restante, 8 % da produção angolana de petróleo provém do bloco 2, cujo o operador principal é a Texaco, em associação com a Sonangol, Total e Braspetro. Em 1994, a redução da participação na produção do bloco 2 deve-se a paralisação de atividades de produção de alguns campos, como o de Essungo, afetados pelo ataque da guerrilha da Unita ao Soyo, em 1993. O mesmo veio a ocorrer com o bloco 1 operado pela Agip (tabela 3.2).

TABELA 3.2 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ANGOLA (1994)
Produção em (mil b/d).

AREA	EMPRESAS	PRODUÇÃO
CABINDA	CHEVRON (OPERADOR) SONANGOL	330
BLOCO 1	AGIP(OPERADOR) ELF AQUITAINE PETROGAL , NAFTAGAS INA NAFTAPLIN	*
BLOCO 2	TEXACO (OPERADOR) SONANGOL PETROBRÁS TOTAL	60
BLOCO 3	ELF (OPERADOR) AGIP MITSUBISHI	180
ONSHORE	FINA(OPERADOR) TEXACO SONANGOL	*
TOTAL		570

Fonte: Modificado da Petroleum Economist Intelligence Unit, Country Profile 1994 - 95

* Produção interrompida desde 1993, devido à destruição das instalações petrolíferas, pelo conflito armado

** Produção parcialmente afetada pelas mesmas razões.

No que se refere à produção do gás natural, esta geralmente é feita quando o gás é associado ao petróleo, embora as reservas conhecidas sejam tanto do gás associado quanto do não associado. Na década de 80 haviam sido descobertas grandes reservas de gás natural nos campos de Etele que pertence ao bloco 2 e Bunja no bloco 3, bem como em grande parte do offshore de Cabinda. Nessa última, o gás era associado ao petróleo e fora descoberto nos campos de Takula, Luvuite, Numbi e Banzala. Em muitos desses campos o gás era explorado e usado pelas companhias no processo de produção do petróleo nas proximidades do campo de Malongo.

No início da década de 90, têm crescido os projetos para o aproveitamento do gás natural por parte das companhias que exploram petróleo em Angola. Em Cabinda, a Chevron que antes queimava 90% do gás que produzia para gerar energia nas plataformas de offshore ou para reinjeção na produção, já exporta grande parte do gás produzido.

A produção de 570.000 b/d de petróleo bruto em 1994 colocou Angola como o vigésimo quarto maior produtor mundial de petróleo (tabela 3.3).

Tabela 3.2 Os 24 Países Maiores Produtores Mundiais de Petróleo em 1994

PAÍS	PRODUÇÃO (MIL B/D)	% MUNDIAL
1-Arábia Saudita	8.965	13%
2-EUA	8.355	12%
3-Ex-URSS	7.360	11%
4-Irá	3.600	5,5%
5-México	3.265	5%
6-China	2.905	4,5%
7-Noruega	2.755	4%
8-Reino Unido	2.675	4%
9-Venezuela	2.675	4%
10-Canadá	2.280	3%
11-Kwait	2.085	3%
12-Abu Dhabi	2.065	2,9%
13-Nigéria	1.880	2,8%
14-Indonésia	1.585	2%
15-Líbia	1.410	2%
16-Argélia	1.300	1,7%
17-Egito	925	1,5%
18-Oman	815	1,3%
19-Índia	715	1%
20-Argentina	695	1%
21-Brasil	690	1%
22-Austrália	610	0,9%
23-Síria	575	0,8%
24-Angola	570	0,8%

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, June 1995, p.5

III.7 - PRINCIPAIS ÁREAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO E AS SUAS RESPECTIVAS COMPANHIAS OPERADORAS

A figura 3.4 mostra a divisão da costa angola em 25 blocos licenciados para exploração e produção de petróleo, bem como as companhias responsáveis por essas áreas. Os blocos 1 a 13 são da plataforma de águas rasas e os de 14 a 25 são blocos recentes para exploração em águas profundas (profundidade entre 200 e 600 metros).

No período que se seguiu à independência de Angola, em 1975, e após a vitória do MPLA, Governo de orientação política socialista, a exploração do petróleo pelas companhias americanas como Chevron, Texaco e Mobil em Angola parecia correr algumas dificuldades políticas. O não reconhecimento diplomático do Governo de Washington ao de Luanda, que só veio a ocorrer no início da década de 90, em oposição ao modelo marxista adotado pelo MPLA, implicaria, teoricamente, na desaprovação dos Estados Unidos da América para que as suas empresas petrolíferas atuassem em Angola, ao mesmo tempo em que os EUA financiavam as ações da guerrilha da Unita, com objetivo de asfixiar economicamente o país. Porém, os grandes interesses económicos das companhias americanas de petróleo agregado às excelentes perspectivas e ao potencial geológico do offshore angolano, fazem com que as empresas permaneçam em Angola, indiferentes ao impasse político entre os Governos.

A Chevron, então Cabinda Gulf Oil Corporation, historicamente o operador e produtor em Cabinda retoma as suas atividades logo após a independência, depois de um pequeno e natural interregno no período da independência. Essa retomada dos trabalhos é a continuação das atividades de prospecção sísmica, iniciados em 1962 na costa offshore de Cabinda, aonde a primeira descoberta de petróleo bruto foi realizada no campo de Malongo, com o início da produção em 1968. Um ano depois do início da produção, a ampliação do mesmo campo revela reservas de aproximadamente 1 milhão de barris. Esse sucesso intensifica as atividades exploratórias que levam à descoberta de outros vários campos importantes como Limba, capaz de produzir 20.000 b/d de petróleo de elevada qualidade.

Em 1970, a Cabinda Gulf descobre um campo de tamanho médio ao sul do campo de Limba e próximo à fronteira marítima com a República de Zaire. Depois segue-se a descoberta dos campos de Kungulo, Kambala, Luvuite e tantos outros. A produção desses campos alcança mais de 50.000 b/d como a produção total de Cabinda, em 1970, e passando para mais de 120.000 b/d, em 1974.

Em 1976, ocorre um pequeno declínio da produção, não pela depleção dos recursos e sim devido à instabilidade nos campos de produção, no período da independência, quando ocorreu a paralisação da produção. Ao retonar, a Cabinda Gulf Oil anuncia um programa de investimentos no valor de US\$ 2 bilhões, que seriam aplicados nos projetos de exploração e desenvolvimento em Cabinda .

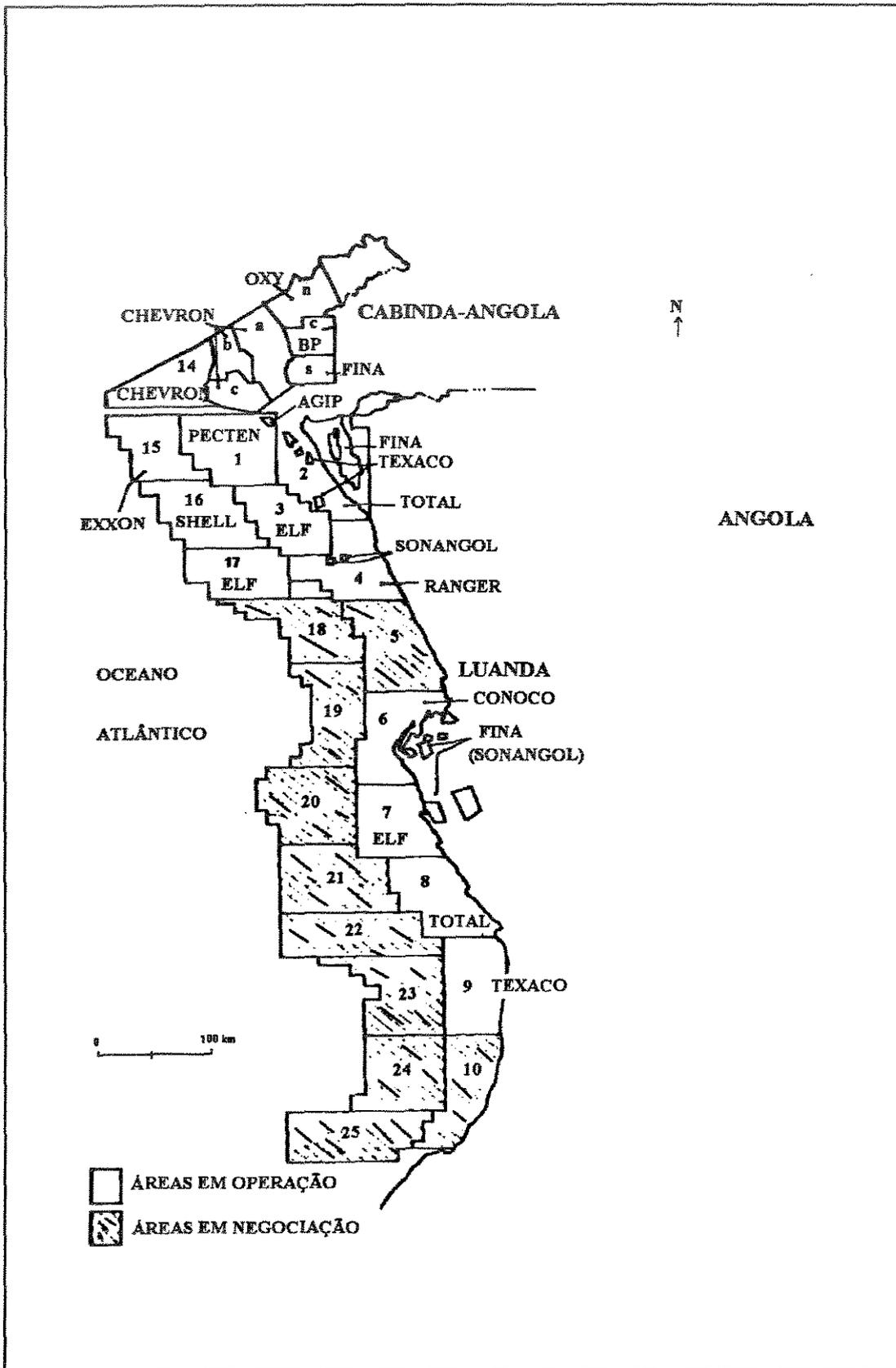


Figura 3.4 Áreas Atualmente Licenciadas para Produção, com destaque para as Águas Profundas de Cabinda (b,c) e os blocos de 14 a 25 ao longo da costa marítima de Angola.

Fonte: Oil & Gas Journal, 6 set. 1993

Com esses investimentos, ocorre no início da década de 80 a descoberta de vários outros campos de produção na costa de Cabinda. Entre esses novos campos, destacam-se o de Takula, localizado a 40 Km a noroeste do campo de Malongo, na fronteira marítima com o Zaire. Em princípio, a primeira perfuração do campo de Takula produziu apenas 2.000 b/d de petróleo 35^o API. Na medida em que foram ampliadas as perfurações em direção norte e sul do campo aumentaram as estimativas das reservas em torno de 200.000 barris, tornando o campo de Takula um dos maiores campos de produção de Cabinda. Ocorre que, em 1981, Gulf e a companhia estatal angolana, Sonangol, anunciaram um projeto no qual destinaram um orçamento de US\$ 1,2 bilhão para aumentar a produção dos campos já existentes e incrementar os esforços de exploração.

Em 1983, prosseguiram os trabalhos de pesquisa, com a perfuração de mais poços exploratórios ao longo do mesmo campo e na metade do ano o campo de Takula já era responsável por uma produção de 60.000 b/d. Com vistas a otimizar a produção desse mesmo campo, objetivando atingir uma produção de 80.000 b/d, foi realizada a terceira fase de desenvolvimento com a inclusão de mais uma plataforma de produção, no final do ano de 1983.

Em 1984, a Cabinda Gulf teve êxito na descoberta de outros campos. A perfuração de um poço na estrutura de Banzala, na parte norte do bloco produziu cerca de 1.164 b/d de petróleo bruto e 3,1 milhões de m³ de gás. A outra descoberta ocorreu nas proximidades do campo de Wamba. O campo de Vuko, na realidade havia sido descoberto em 1982, sendo confirmado apenas no ano seguinte. Portanto, a perfuração desses novos campos contribuiu para o aumento da produção de Cabinda que, em 1984, totalizou 159.000 b/d, ou seja mais de 75 % da produção total de Angola naquele ano.

Na primeira metade do ano de 1985, os principais campos em atividades de produção em Cabinda foram: campo de Takula, o que mais produziu naquele ano com mais de 60.000 b/d, seguido do campo de Malongo com 45.000 b/d, o de Kungulo com 20.000 b/d, o de Limba com aproximadamente 17.000 b/d e, por último ficou o campo de Kambala que produziu apenas 6.000 b/d. No ano seguinte, a capacidade de produção de 7 campos de Cabinda, entre eles os de Malongo Norte, Sul, Este e Oeste atingiu cerca de 165.000 b/d, favorecidos por um programa de investimentos de aproximadamente US\$ 168 milhões, direcionado especificamente na otimização do uso do gás na produção de petróleo.

Portanto, Cabinda constitui, hoje, a principal região de exploração e produção de petróleo em Angola. A Cabinda Gulf Oil Corporation, subsidiária da empresa americana Gulf Oil, atualmente Chevron, garantira desde 1957 os direitos exclusivos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo na costa de Cabinda. A partir de 1976, porém, essas atividades são realizadas em associação com a empresa estatal angolana-Sonangol. As atividades de exploração e desenvolvimento realizadas ao longo desse período pela companhia na costa de Cabinda resultou na descoberta de mais de 15 campos produtores; isso no que diz respeito à exploração em águas rasas. A produção em águas profundas em Cabinda iniciou apenas em dezembro de 1994, sendo o Kokongo o primeiro campo, no qual participam a Chevron (39,2%), Sonangol (41%), Elf (10%) e Agip (9,8).

A outra área que tem se destacado na exploração e produção de petróleo em Angola é a província de Zaire, vizinha de Cabinda, mais propriamente na região de Soyo na costa angolana, aonde se localizam os blocos 2 e 3.

A área da plataforma continental de Angola que corresponde ao bloco 2 tem como operador a empresa americana Texaco que, em 1979, assinou com a Sonangol o contrato de repartição de produção. Juntamente com a Texaco viriam, em 1980, para a exploração do bloco 2 a Petrobrás e a Total, cabendo a alíquota de 17,5 % para cada empresa.

A primeira descoberta comercial realizada pela Texaco é o campo de Essungo, iniciando um ano depois a produção do campo de Cuntala. Esse campo é considerado um campo menor que usou apenas uma cabeça-de-poço e um oleoduto de 5 km ligado ao campo de Essungo. Geralmente, o petróleo percorre em 21 km de oleodutos até ao terminal de Quinfuquena, no rio Congo, aonde é exportado.

O bloco 2 tem um número considerável de campos potencialmente comerciais, e trabalhos de desenvolvimento têm sido realizados constantemente, cuja avaliação indica a probabilidade de existência de campos ricos em óleo e gás natural.

Durante a década de 80, os principais campos descobertos pelas empresas responsáveis na prospecção do bloco 2 são: Sulele, Maleva, Mavanga, Garoupa, Lombo, Tubarão etc. O campo de Sulele localiza-se na borda sudoeste do bloco 2 e produziu cerca de 614 b/d de condensado e 3.100 b/d de petróleo de alta qualidade, nos primeiros dias do seu funcionamento. Na parte central do bloco 2 é aonde se localiza o campo de Maleva, que produziu cerca de 2.000 b/d, ao passo que os campos de Garoupa e Mavanga, este último subsequentemente estendido com a perfuração de um outro poço, produziram um pouco mais de 3.000 b/d de petróleo leve e uma substancial quantidade de gás, proveniente principalmente do campo de Garoupa.

De um modo geral, esses campos foram considerados pelas empresas que exploram o bloco 2 como sendo marginais, pois apesar de serem produtivos, a produção não tem sido da quantidade desejada ou esperada pelas companhias.

Em 1984, o campo de Lombo Este 1, situado a 27 km de offshore no extremo sudoeste do bloco produziu aproximadamente 5.000 b/d de petróleo bruto, e foi confirmado como um dos mais promissores, numa avaliação prospectiva feita pelas empresas. Um teste de produção efetuado em um poço situado a 5 Km a norte do Lombo Este, levou o campo de Tubarão 1 a produzir 2.896 b/d, enquanto continuaram as perfurações ao decorrer dos anos para maiores avaliações.

O bloco 1 encontra-se localizado na parte noroeste de Angola, próximo a Cabinda, ao sul da desembocadura do rio Congo e tem a empresa italiana Agip como operadora do local. Essa empresa tem liderado as atividades de exploração e produção do bloco 1, que tem ainda a participação da Elf (25%), Petrogal (10%) e uma companhia da ex-Iugoslávia Naftagás (15%). A Agip foi responsável pela primeira descoberta comercial, o campo de Pitangueiras 1, em janeiro de 1983. O poço que fica a 35 Km a noroeste do campo de Essungo produziu, durante o teste de produção, mais de 4.000 b/d, embora Agip tenha se pronunciado que as reservas não seriam comercialmente viáveis, assim como o terceiro campo explorado, o Bananeira 1, que

também, segundo estudos de prospecção da companhia italiana, não era economicamente viável.

Contrastando com as informações da Agip, as avaliações da área destinada para os trabalhos da empresa francesa Elf Aquitaine, o bloco 3, que fica imediatamente ao sul do bloco 1, indicavam que facilmente se obteria excelentes resultados para a empresa. A Elf lidera, como operadora, um consórcio formado pela Mobil, Agip e duas empresas da ex-Iugoslávia, a Naftagás e Naftaplin. A exploração do bloco iniciou com a prospecção sísmica indicando a presença de 16 estruturas perfuráveis na área, isso no início de 1980. No começo de 1983 já haviam sido perfurados 17 poços e achados 6 campos potencialmente comerciais, alguns dos quais Palanca, Pacassa, Impala, Punja e Búfalo.

Ainda em 1983, um poço de avaliação do campo de Búfalo produziu mais de 6.000 b/d de petróleo de alta qualidade, cujo desenvolvimento do campo já estava programado para um ano depois. Nesse mesmo ano, a Elf viria a descobrir um outro campo, o Veado, embora a companhia tenha anunciado que as reservas eram menores do que o esperado.

Atualmente, o bloco 3 tem sido a área de maior produção de petróleo em Angola, depois de Cabinda, com a Elf incrementando os investimentos destinados a exploração e produção, com vistas a aumentar a produção de petróleo do bloco.

Em 1994, foi feito o licenciamento para exploração de áreas de águas profundas, que serão o principal foco de atividades petrolíferas em Angola nos próximos anos. Em Cabinda, a Chevron ganhou os direitos para explorar o bloco 14, situado a 70 quilômetros do offshore. A Exxon (Esso) explora o bloco 15; o bloco 16 pertence à Shell que já perfurou dois poços de avaliação, o Bengo 1 e o Cunene 1. Ainda sobre licenciamentos para águas profundas, a Elf foi premiada com o bloco 17, próximo ao bloco 3 do mar raso que já explora. Segundo World Oil (agosto 1995, pág.112) estão sendo negociados o bloco 20, situado a cerca de 600 metros de profundidade para a Mobil e o bloco 18 para Amoco, também em águas profundas.

Finalmente, em 1994 foram perfurados em Angola um total de 36 poços, sendo três a mais do que em 1993, e todos no offshore. Dos 36 poços perfurados 22 foram produtivos e apenas 4 secos, e 7 necessitaram de injeção de gás ou outros serviços de perfuração.

III.7.1 - PRINCIPAIS TIPOS DE CONTRATOS ASSINADOS ENTRE O ESTADO ANGOLANO E AS COMPANHIAS INTERNACIONAIS

O Estado angolano, representado pela sua companhia de petróleo, a Sonangol, permite a realização de associações desta com as empresas internacionais de petróleo altamente qualificadas, para a obtenção de suporte financeiro e tecnológico adequado para a pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo no país.

A associação da Sonangol com as companhias estrangeiras é regida por duas formas principais de contratos: a concessão por joint-venture e os contratos de partilha de produção (*production sharing agreements*)

1- Contratos de Concessão. Esse tipo de acordo é um dos mais antigos da indústria petrolífera. O seu princípio básico é que o Estado proprietário do petróleo conceda à uma empresa estrangeira o direito exclusivo de empreender todas as operações petrolíferas como exploração, produção, transporte e comercialização do petróleo encontrado, e em troca disso a companhia deve pagar ao Estado diversos tipos de taxas, royalties de produção, impostos de renda e lucros de comercialização. Em Angola os acordos de concessão foram rubricados para exploração em Cabinda. A concessão pertence à subsidiária da companhia americana Gulf Oil Corporation - atualmente Chevron-, que trabalha em regime de joint-venture com a companhia estatal angolana de petróleo, Sonangol. Essa forma de contrato, embora não seja ideal, parece ser de grande interesse para o Governo que geralmente enfrenta grave crise interna e necessita de divisas em dinheiro moeda para financiar suas atividades.

Na realidade, joint-venture é o tipo de associação que o Governo angolano assinou principalmente com a empresa americana Gulf Oil Company (que passou a se chamar Chevron por essa ter comprado a Gulf por 13,2 bilhões, em junho de 1984). Antes da independência, a Gulf Oil já produzia petróleo em Angola através da sua subsidiária Cabinda Gulf Oil Company (Cabgoc), responsável pela exploração de offshore de Cabinda. A legislação petrolífera aprovada em 1978, de fato, fixou por decreto a concessão através de joint-venture para a exploração do offshore de Cabinda, entre a Sonangol que é detentora de uma alíquota de 51 % de interesses contra 49 % da Cabinda Gulf Oil Company, permanecendo essa última como a única operadora da concessão de Cabinda. Subsequentemente, em dezembro de 1983 as duas partes decidem dividir todo o offshore de Cabinda, incluindo a área de águas profundas em três áreas chamadas de A, B e C, sendo as duas últimas as destinadas à exploração em águas profundas. A área A incluía toda parte do território já explorado inclusive os campos já descobertos, ao passo que as áreas B e C confinavam toda a parte ocidental da costa ainda inexplorada como as águas profundas. Pelo acordo assinado, todas as áreas divididas seriam exploradas até uma data limite de 31 de dezembro do ano 2010. Os termos fiscais para exploração das áreas B e C nas quais as negociações foram concluídas em agosto de 1984 são mais flexíveis do que os da área. Ocorre que, de fato, para a exploração em áreas de águas profundas as empresas se defrontam com a questão da fronteira tecnológica, necessitando de empregar uma tecnologia apropriada, com custos cada vez mais elevados e altos riscos. A associação de tipo joint-venture assinado pelo Governo angolano e a Chevron garantem a essa companhia a exploração da área A de águas rasas, sendo que para a exploração e produção das áreas B e C de águas profundas seriam feitas novas negociações e a assinatura de novos contratos que incluiriam outras companhias.

Concessões por joint-venture foram também assinados pelo governo angolano e as companhias internacionais Texaco e Petrofina para exploração e produção de petróleo em onshore das bacias de Congo e Kuanza, em associação com a Sonangol. Igualmente como em contratos assinados para a exploração no mar de Cabinda, a companhia estatal angolana é responsável por 51 % de interesses e o restante é repartido pelas duas concorrentes estrangeiras. A Fina Petróleos de Angola, subsidiária da companhia belga Petrofina que substituiu a Petrangol como operador nas bacias de Kuanza e de Congo e a empresa americana Texaco. A Fina Petróleos de Angola controla 32,6 % de interesses e a Texaco fica com o restante, 16,4 %.

O segundo tipo de contrato celebrado em Angola pela companhia estatal e as empresas estrangeiras para exploração e produção de petróleo no país são os chamados Contratos de Partilha da Produção (Production Sharing Agreements - PSA). Nesse tipo de contrato, as companhias internacionais servem como contratadas da empresa estatal. Os financiamentos e todos os custos de investimentos decorrentes da exploração, desenvolvimento e produção de petróleo são cobertos pelas companhias internacionais, que serão compensadas com parte do petróleo produzido.

Os contratos de repartição de produção parecem bastante atraentes para o Governo angolano pelo fato de transferirem todo o ônus de riscos de investimentos para as companhias contratadas. A realidade é que as companhias internacionais beneficiam muito mais com esse tipo de contrato, pois rapidamente recuperam os seus custos de investimentos logo que ocorre uma descoberta comercial. As empresas internacionais geralmente assinam esses contratos para áreas onde têm quase certeza de existência de petróleo bruto e logo que ocorre uma descoberta de jazida comercial as companhias estrangeiras, para recuperar os seus custos, ficam geralmente com a metade de toda produção, é o chamado "cost oil". O restante da produção, chamado de "profit oil", é então repartido entre o Estado e as companhias estrangeiras, através de percentagens que variam bastante dependendo da quantidade e qualidade de petróleo produzido.

Os contratos de partilha de produção foram introduzidos pela primeira vez no mercado internacional de petróleo em 1963, pela Indonésia. Desde então, passaram posteriormente a ser usados por quase todas companhias internacionais em vários países, entre os quais os africanos como a Líbia, Egito etc.

Em 1979, o Governo angolano publicou, através da Sonangol, um modelo de contrato de repartição para exploração e produção de petróleo em áreas "offshore". A costa marítima de Angola, cujas águas se encontravam a uma profundidade de até 200 metros, com exceção de Cabinda, tinha sido dividida em 13 blocos para facilitar a exploração e as empresas estrangeiras interessadas em explorar aqueles blocos tinham que negociar com a Sonangol os contratos de repartição de produção. O modelo proposto previa que todos os trabalhos de prospecção deveriam ser realizados num intervalo de tempo previamente determinado. Esse intervalo não poderia exceder a 3 anos para perfurar um certo número de poços, podendo ser estendido por mais 3 com a comprovação de novas obrigações de perfuração. Caso houvessem descobertas de campos comerciais, a área seria convertida em uma área de desenvolvimento, ao qual caberia um tempo adicional de 3 anos. O período de produção ficou estabelecido por 20 anos, a partir da primeira descoberta considerada comercial. Após a perfuração do

primeiro poço comercial, a contratada deverá avaliar e perfurar outros poços de prospecção, informando sempre à Sonangol um mês após a cada perfuração o potencial da descoberta. A companhia contratada pela Sonangol deve recuperar parte de custos operacionais, de exploração e desenvolvimento pelo levantamento de 50 % da produção anual de petróleo bruto. Nesse tipo de contrato a ambiguidade persiste no que se refere ao uso de gás natural, pois é dado o direito ao contratado de utilizar para as suas operações o gás associado à produção, destinando apenas para o Governo o excedente.

Excetuando a concessão de Cabinda e as áreas de prospecção onshore regidos por joint-venture, os blocos 1 a 6 foram negociados para serem explorados através de regimes de contratos de repartição de produção. Um dos primeiros contratos desse gênero fora assinado em setembro de 1979, entre a Sonangol e a Texaco como a empresa contratada para explorar e produzir petróleo no bloco 2, situado no offshore da região de Soyo, na bacia de Congo. Na ocasião, a Texaco, como operador, teve direito a 40 % de participação nos interesses do empreendimento, ao passo que a Sonangol, a contratante, ficou com 60 %. Um ano depois, em 1980, a Sonangol decide contratar outras companhias para formar um consórcio para explorar o bloco 2. Dessa vez são contratadas, para partilha da produção, a Petrobrás e a Total, tendo a Sonangol transferido 17,5 % de seus interesses para a Petrobrás e outros 17,5 % para a Total. No ato da assinatura desse contrato, foram inicialmente destinados recursos financeiros no valor de US\$ 360 milhões, incluindo US\$ 110 milhões para perfuração de mais de 22 poços exploratórios num período de 5 anos e US\$ 250 milhões para o desenvolvimento dos campos de Cuntala, Essungo e Etele, que atualmente se encontram em plena produção no bloco 2. Portanto, o grupo formado pela Texaco, Petrobrás e a Total recebe 50 % do petróleo bruto produzido para cobrir os custos operacionais. O restante será repartido de acordo com uma escala variável, que poderá favorecer de 70 % a 95 % para a Sonangol como concessionária e contratante e deixando de 30 % a 5 % para as empresas contratadas para o bloco 2. Não exige-se pagamentos de "royalties".

Na metade da década de 80, a Sonangol assinou um contrato de partilha de produção para exploração e produção no bloco 4, próximo à região de N'zeto, na província de Zaire. Nesse caso, a Sonangol contratou uma companhia a qual subsidiava - a Empresa de Serviços de Petróleos de Angola (ESPA). O objetivo principal dessa contratação era habilitar a ESPA a uma primeira experiência em exploração e produção de petróleo. A Sonangol ficaria responsável por 51% de participação enquanto que a ESPA ficaria com o restante da percentagem, isto é, 49%. A importância dessa contratação reside no fato de a ESPA ser uma empresa de capital nacional e formada por técnicos angolanos que começariam, assim, a competir com as companhias estrangeiras na produção do petróleo no país. A experiência da ESPA tem sido bem sucedida e atualmente encontra-se em plena atividade, produzindo petróleo no bloco 4, apesar de que os campos perfurados são considerados marginais.

Em 1987, a produção de petróleo em blocos regidos pelos contratos de partilha de produção já havia alcançado mais de 100 mil barris diários em média, principalmente nos blocos 1, 2, 3, 4, 6 e 9, enquanto estavam em andamento os trabalhos de prospecção do bloco 5. De todos os blocos explorados segundo os contratos de partilha de produção, os que alcançaram maior sucesso até o início de 1995 foram o bloco 3, operado pelo consórcio liderado pela empresa Elf Aquitaine e o

bloco 2, operado pela Texaco, com a Petrobrás, Total e a Sonangol. Esses dois blocos localizam-se próximo à foz do rio Congo, na costa da província de Zaire. Os blocos remanescentes aguardam as novas autorizações governamentais para a assinatura de contratos para a sua exploração.

De 1990 a 1994 foram assinados novos contratos de partilha de produção destinados para exploração em áreas de águas profundas. Para essas áreas específicas, foi feito um estudo no qual o Governo optou em prolongar o período de exploração, de 3 para 4 anos e o período de desenvolvimento estendido para 6 anos. Ademais, o Governo estabeleceu que a taxa de partilha do petróleo chamado como profit oil, a quantidade que sobra após as companhias terem retirado os seus custos, nas regiões de águas profundas será baseada na taxa interna de retorno e não apenas na produção acumulada. Essas mudanças em contratos de partilha de produção visam principalmente aumentar o incentivo para a realização de grandes níveis de investimentos para o aumento da produção nas áreas de águas profundas.

III.7.2 - POLÍTICA NACIONAL DO PETRÓLEO

Após a independência de Angola, em 1975, o Governo do MPLA, inspirado por ideais socialistas, adota o marxismo-leninismo como a sua linha-guia política em todos os setores da economia angolana. Dessa forma, inicia a criação de um amplo setor estatal até como resposta ao completo abandono das empresas pelos proprietários portugueses e de outras nacionalidades, durante a independência. Com o crescimento do nacionalismo, numerosas empresas estatais chamadas de Unidades Económicas Estatais (UEE) são formadas, muito embora carecendo de recursos humanos capacitados e treinados para executarem com autonomia adequada as suas atividades.

O Governo adota, atabalhoadamente, o modelo de planejamento centralizado da economia, prevendo ser efetivado por intermédio de planos de médio e longo prazos, como os planos quinquenais. As dificuldades inerentes à natureza e circunstâncias do país inviabilizaram por completo esses planos. O chamado planejamento centralizado ficou restrito a uma estrutura de poder central governamental responsável pela formulação de todas as políticas setoriais através de planos anuais. As empresas estatais então criadas operam sob a tutela de um ministério e sem nenhuma autonomia administrativa ou gerencial, dependendo de transferências do Governo central para suprir as suas necessidades e investimentos.

Entretanto, em junho de 1979, o Governo decide rever o processo de nacionalização apressado da economia e formula uma lei sobre o investimento estrangeiro, com o objetivo de tentar dar um dinamismo à economia, habilitando as empresas estatais a constituírem empresas mistas, "joint-venture" e atrair companhias privadas estrangeiras que queriam investir em Angola. A Lei de Investimentos Estrangeiros (Lei 10/79) garante uma vasta rede de incentivos para as companhias internacionais, facilidades fiscais e outros benefícios, entre os quais a garantia de um período mínimo de 10 a 15 anos de atividade sem riscos de nacionalização, remessa anual para o exterior de lucro acima de 25 % do total do capital investido, fácil acesso ao crédito doméstico e compensação no evento de nacionalização pago em um ano na moeda em que o investimento é realizado. Dependendo do caso e do momento os investidores poderão beneficiar de redução de taxas e impostos. A empresa estatal angolana, ao associar-se com uma estrangeira, controla 51% de ativos, a não ser "em excepcional caso de reconhecido valor para o desenvolvimento do país", diz a Lei 10/79.

Na realidade, antes da promulgação dessa lei, o petróleo já se constituía na prioridade número um do Governo angolano, logo após a independência. Um ano depois, em 1976, o Governo já tinha formulado uma política para o setor petrolífero. Essa política entra em vigor com a criação da companhia estatal de petróleo, a Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola (Sonangol), criada por intermédio do Decreto 57/76 de 9 de julho de 1976, e do Ministério dos Petróleos. Imediatamente após a sua criação a empresa estatal de petróleo passa a controlar os ativos e as operações antes sob responsabilidade da companhia portuguesa Angol, então proprietária dos interesses de exploração em Angola, quando colônia de Portugal.

Entretanto, a necessidade governamental de incrementar um certo dinamismo no setor de petróleo, visando elevar a produção e aumentar as divisas dela

provenientes, o Governo promulga uma lei regulando todas atividades dessa indústria, em 28 de setembro de 1978. A Lei do Petróleo (Lei 13/78) de 28/09/78 estabelece o Estado angolano como o único proprietário de todos os recursos petrolíferos e indica a companhia nacional de petróleo, a Sonagol, como a concessionária exclusiva de todas as atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo em Angola. Em resumo, a lei propõe que:

1- Todos os depósitos de hidrocarbonetos (petróleo e gás) “offshore” e em terra são propriedades da República de Angola e todos os direitos de exploração e exploração são transferidos para a Sonangol, que não está autorizada a alienar os seus direitos de mineração parcial ou totalmente.

2- Os direitos de mineração podem ser concedidos por um período fixado por contrato e determinado caso a caso. A duração da concessão deverá ser subdividida em dois períodos, sendo um que compreende a exploração e outro que compreende o desenvolvimento e exploração. A duração da concessão pode ser estendida por mais tempo a pedido dos interessados, sendo o novo período fixado pelo Ministério dos Petróleos. Em alguns casos, a concessão será por apenas um período, isto é, o período da produção. O início e a duração do mesmo deve ser estipulado pelo contrato. O período da produção deve iniciar no momento que coincide com a descoberta de um depósito comercial, depois de ser aprovado em decreto pelas autoridades competentes.

3- Excepcionalmente, a Sonangol sozinha ou em associação com outras companhias estrangeiras poderá conceder uma autorização provisória ou especial para prospecção, termos através dos quais serão definidos por decreto.

4- A procura e produção de petróleo será baseada na mais recente tecnologia e estado de arte científico e de pleno acordo com os interesses nacionais. A não-observação dessa regra, sempre que não for especificamente mencionado em contrato, será sancionado.

5- A empresa estatal nacional angolana e a companhia operadora deverão submeter ao Ministério dos Petróleos um plano para o uso de gás natural associado. A queima indiscriminada é expressamente proibida sem a autorização do Ministério dos Petróleos.

6- Os direitos de exploração e produção de petróleo podem se extinguir parcial ou completamente quando a validade dos mesmos não pode ser mais justificada devido a depleção dos depósitos, expiração da data de contrato ou quando existe um grave risco para a vida e saúde da população.

7- Toda companhia estrangeira, com capacidade tecnológica e financeira, que queira explorar petróleo no território nacional deve fazê-lo somente em associação com a Sonangol, ou em áreas cujos títulos são concedidos pela Sonangol. A associação deve ser feita sob forma de contrato, que pode ser através de joint-ventures ou por contrato de partilha de produção. Contratos de serviços podem ser assinados pela agência estatal de petróleo. No caso de contratos de tipo joint-venture, cada parceiro deve investir proporcionalmente de acordo com seus interesses e são individualmente responsáveis pela observação das leis e regulamentos vigentes. No caso de contratos de repartição de produção, essa responsabilidade será estipulada no

contrato. Entretanto, já fica estabelecido que a parte da Sonangol jamais poderá ser inferior a 51% seja qual for a forma de contrato. Essa percentagem não é válida no caso de a associação servir para operações em áreas de águas profundas, nas quais a profundidade esteja acima de 150 metros. Nesses casos serão estudados novos índices para os participantes pelo Conselho de Ministros. Como também serão revisados periodicamente as percentagens estabelecidas em associações ou em contratos de repartição da produção a pedido de uma das partes ou quando as autoridades competentes acharem oportuno.

8- Fica estipulado que a participação da Sonangol incluirá necessariamente o direito de participar na administração de operações petrolíferas em consentimento com as disposições dos contratos.

9- Quando não ocorrerem descobertas comerciais durante o período de de exploração, a companhia estrangeira envolvida não terá direito ao reembolso de seus investimentos.

10- No caso de emergência nacional, a Sonangol tem o direito de adquirir a parte de petróleo bruto pertencente a outra parte.

11- E casos de extrema excepcionalidade, o Conselho de Ministros pode autorizar outras disposições contratuais, desde que não estejam em oposição com os princípios de propriedade do Estado.

12- Em casos de divergência entre a Sonangol e as companhias estrangeiras no que concerne à interpretação, à validade ou à execução de cláusulas contratuais poderá submeter-se à arbitragem em consentimento com os termos de contrato. A arbitragem deverá localizar-se em Angola e a sentença proferida na Corte de Justiça Civil de Luanda .

Apesar do papel preponderante e da responsabilidade que passou a desempenhar com a sua criação, a Sonangol ressentiu-se da falta de capacidade tecnológica, gerencial, administrativa e até financeira para produzir petróleo, concentrando mais as suas ações na regulação e controle das atividades petrolíferas desenvolvidas em paralelo com as companhias estrangeiras. Porém, a Sonangol compensa a inexperiência com assinatura de acordos de cooperação com as empresas qualificadas, nesse setor, de diversos países, como a Rússia e o Brasil, para o treinamento técnico do seu pessoal, assistência para construção de tanques de estocagem de produtos refinados em Luanda e apoio em diversas operações ligadas à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo.

III.8 - INVESTIMENTOS

Na década de 70 os investimentos relacionados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo em Angola totalizaram mais de US\$ 5 bilhões. Essa soma de investimentos é relativamente menor em comparação com a da década de 80 e início da de 90. O que ocorre é que nas décadas anteriores a de 80, Angola não se configurava ainda para as companhias internacionais de petróleo como uma região prioritária e favorável a investimentos maciços. Nas décadas de 60 e 70 os investimentos das companhias estrangeiras do setor de petróleo eram dirigidas mais para os países-membros da OPEP, principalmente os do Oriente Médio, devido à predominância dos mesmos na produção mundial de petróleo.

No final da década de 70 e após a crise de petróleo de 1973, com a chegada ao país de diversas empresas internacionais, começa a ocorrer, concomitantemente, a elevação dos investimentos em Angola.

Assim, de 1980 a 84, os investimentos de exploração e desenvolvimento aumentaram numa média de US\$ 350 milhões por ano. Desses investimentos resultaram a perfuração de 15 a 20 poços de exploração e avaliação, em média, no intervalo entre 1980 e 85. Nesse mesmo período houve várias descobertas comerciais e cerca de 45 poços de desenvolvimento foram perfurados, tendo resultado em novas áreas de produção. Apenas no ano de 1985 haviam sido investidos aproximadamente US\$ 520 milhões, sendo parte desse montante destinado à manutenção da pressão em campos de produção já existentes.

O total de investimentos feitos no período 1980 a 85 foi de US\$ 2.263 bilhões. Um total de US\$ 798 milhões foram investidos em projetos de exploração, entre 1981 e 85, enquanto que US\$ 1.149 milhão foi gasto em atividades de desenvolvimento.

Desses investimentos, a maior parcela é destinada para o "offshore" de Cabinda. São investimentos feitos pela Chevron em conjunto com a sua parceira Sonangol na costa de Cabinda. Entre 1980 e 85, as duas empresas investiram cerca de US\$ 755 milhões. De um modo geral, no que se refere a Cabinda, o primeiro grande investimento feito após a independência de Angola foi para o projeto de injeção de gás na perfuração, iniciado em 1977 e completado em 1982, com um custo de total de US\$ 218 milhões. Esse projeto tinha como objetivo principal incrementar a produção de petróleo no campo de Malongo, tanto nas latitude norte como sul, prevendo como um benefício secundário a produção de gás propano-butano com pouca mistura destinado à exportação.

Outro campo que mereceu grandes investimentos em Cabinda no início da década de 80 foi o campo de Takula, um dos grandes campos ainda em produção atualmente. Os investimentos destinados ao projeto de desenvolvimento desse campo compreenderam 4 fases principais. As três primeiras fases do projeto tiveram o seu início em 1980 tendo terminado em 1984, com um custo de total de US\$ 215,6 milhões. A última fase de produção envolveu investimentos no valor de US\$ 235 milhões e, em 1986, o campo de Takula foi responsável por uma produção de 65.000 b/d.

A segunda maior parcela de significativos investimentos é destinada, depois de Cabinda, ao bloco 3, onde o principal investidor e operador é a empresa francesa Elf Aquitaine, que em conjunto com outras empresas que exploram a área investiram um total de US\$ 704 milhões, entre 1980 e 85. A Elf Aquitaine lidera um consórcio formado pelas empresas Mitsubishi, Agip, as companhias da ex-Iugoslávia Ina-naftaplin e Naftagás para explorar o bloco 3. Entre 1980 e 1985 essas empresas em conjunto investiram cerca de US\$ 380 milhões, sendo a maior parte desse montante destinado em atividades de exploração que resultaram na descoberta de campos potencialmente comerciais, como Pacassa, Palanca e Búfalo. Recursos adicionais no valor de US\$ 800 milhões foram investidos no período entre 1984-89 no desenvolvimento dos dois primeiros campos descobertos, o campo de Palanca e Pacassa, elevando a produção que já havia iniciado em 1985 e 1986, respectivamente.

No mesmo período, ou seja de 1980 a 85, o terceiro maior investimento feito em áreas de produção foi dirigido para o bloco 2, assumindo assim em ordem de importância o terceiro lugar, depois de Cabinda e do bloco 3. Os investimentos para desenvolvimento de campos de produção, no bloco 2, totalizaram US\$ 192 milhões, ao passo que para as atividades de exploração foram investidos US\$ 186 milhões, no período referido. A empresa americana Texaco lidera um grupo formado pela Sonangol, Braspetro e Total, que com esses investimentos alcançaram 12 descobertas comerciais até 1986; embora em 1980 já estivesse em produção os campos de Essungo e Cuntala. Logo em seguida, outros 3 campos, Lombo Este, Tubarão e Sulele Oeste são declarados comerciais, enquanto prosseguiram os trabalhos de desenvolvimento até 1987. Muitos desses campos continuam em produção e têm sido a fonte de petróleo bruto para as empresas que operam este bloco, como é o caso, por exemplo, da Braspetro que recebe petróleo produzido nos campos de Tubarão, Sulele e Lombo.

Portanto, essas 3 principais áreas de produção de petróleo em Angola, Cabinda, bloco 2 e bloco 3 concentram os principais projetos de investimentos das companhias, embora outras áreas também mereçam atenção, são consideradas de menor importância em termos de investimentos.

Contudo, os investimentos de um modo global têm aumentado gradualmente ao longo dos anos, chegando a variar de empresa para empresa. De 1987 a 1991, os investimentos em todas as atividades petrolíferas atingiram, em média, US\$ 571 milhões por ano. A tabela mostra a evolução dos investimentos feitos pelas companhias internacionais, bem como pela Sonangol, em exploração e produção do petróleo em Angola, entre 1987 e 1991. Nesse intervalo de tempo, os investimentos destinados apenas para produção alcançou um total de US\$ 1,9 bilhão (tabela 3.4), enquanto no que diz respeito às despesas de exploração foi destinado um total de US\$ 892 milhões, no mesmo período (tabela 3.4). No intervalo de 1987 a 1991, o total de investimentos em produção e exploração feito pelas companhias em Angola foi de US\$ 2,86 bilhões (tabela 3.4).

**TABELA 3.4 INVESTIMENTOS EM PETRÓLEO FEITOS PELAS
COMPANHIAS INTERNACIONAIS E SONANGOL (1987-91)**
(Em US\$ Milhões Correntes)

	1987	1988	1989	1990	1991	Total 1987-1991
Exploração	117	152	153	198	272	892
Produção	339	358	422	420	425	1.964
Parcela da Sonangol	69	106	138	127	138	578
Total	456	510	575	618	697	2.856

Fonte: Sonangol, In: Angola, Country Profile 1994-95. The Economist Intelligence Unit, London, 1994, pág. 38.

Esses investimentos permitiram a perfuração de vários poços exploratórios, com grandes sucessos de descobertas. Entre 1987 e 91 foram perfurados 86 poços, dos quais 58 foram considerados campos comerciais de petróleo bruto em Cabinda pela Chevron, no bloco 2 pela Texaco, Sonangol, Braspetro e Total, e finalmente no bloco 3 pela Elf, principalmente nas extensões desse bloco como 3/80, 3/85 e 3/91. Essas novas descobertas incentivaram as companhias no sentido de aumentar os seus investimentos nas respectivas áreas em que operam. Dessa forma, investimentos relacionados com desenvolvimento de campos petrolíferos já descobertos tiveram uma elevação, chegando a um total de US\$ 2 bilhões, entre 1987 a 91. Já a partir de 1989, foram investidos anualmente para projetos de desenvolvimento cerca de US\$ 400 milhões, principalmente em Cabinda.

Em 1993, como resultado de programas de investimentos feitos pelas empresas, foram perfurados 24 poços, sendo grande parte dessas perfurações feita no bloco 3/85 ao longo da plataforma adjacente à província de Zaire, na costa angolana, operado pela Elf. Outra parte dessas perfurações foram efetuadas nas áreas B e C do offshore de águas profundas em Cabinda, feitas pela Chevron. Em novembro de 1993, duas empresas parapetrolíferas francesas a Eiffel Construction Métalique e Technip ganharam contratos no valor total de US\$ 179 milhões, para construção de uma nova plataforma de produção para o campo de Cobo, no bloco 3. O campo de Cobo iniciou a sua produção em maio de 1993 com apenas uma plataforma que, ao mostrar-se insuficiente, demandou a construção de uma outra maior. Nas proximidades do mesmo campo, foi descoberto um outro, o campo de Pambi, o qual poderá partilhar da mesma estrutura de produção com o de Cobo. Os dois campos possuem reservas recuperáveis de 160 milhões de barris e a expectativa é de que, com a entrada em funcionamento das duas plataformas de produção em 1997, a produção comandada pela Elf no bloco 3 ultrapasse os 180.000 b/d já em 1995 e mais de 200.000 b/d em 1996. Espera-se, com isso, o aumento substancial da parcela de produção da Elf e o fortalecimento de seus interesses e ampliação da participação dessa empresa no mercado angolano de petróleo.

Mais especificamente em Cabinda, os grandes projetos de investimentos atualmente em curso são os que vem sendo feitos pela Chevron, desde 1993, para dar início a produção em áreas de águas profundas daquela concessão. Para isso, o presidente da Chevron, Richard Matzke, declarou em visita a Angola em 1994 que a sua companhia estava investindo mais de US\$ 500 milhões ao ano, nos próximos 5 anos. O maior foco do programa de investimentos da empresa é o desenvolvimento dos campos de Kokongo, situado na área B de águas profundas cuja profundidade varia entre 200 a 400 metros, e os campos de N'dola e Sanha localizados na área C também de águas profundas de Cabinda. Além desses dois campos referidos, um dos quais, o Kokongo, já em produção, outros 3 adicionais estão previstos para entrarem em produção nos próximos 3 anos.

Os contratos para construção de plataformas de produção para os campos de Sanha e N'dola foram assinados pela empresa Amec Processing and Energy International, uma subsidiária sul africana da BP, que irá trabalhar em conjunto com outras duas empresas sul africanas, a Dorbyl e Murray & Roberts, estando previsto a instalação das plataformas a partir do final de 1995, e, conseqüentemente, o início da

produção dos campos, cujas reservas recuperáveis estão avaliadas em mais de 100 milhões de barris.

Como resultado de maciços investimentos do programa de desenvolvimento da Chevron, essa companhia anunciou em 27 de novembro de 1994 o início da produção do campo de Kokongo, o primeiro da área B considerada de águas profundas de Cabinda. Esse campo está afastado 6,5 Km da costa e estima-se que possua 150 milhões de reservas recuperáveis. A plataforma de produção do campo de Kokongo foi construída pela empresa brasileira ABB-Sital, tendo sido prontamente instalada na parte oeste do campo. A plataforma está interligada com oleoduto que leva ao terminal terrestre de Malongo e poderá ser a base para outros programas de desenvolvimento a serem implementados na área B e C , nos próximos 5 anos com um custo total avaliado em US\$ 2,8 bilhões.

A Chevron tem anunciado que espera aumentar consideravelmente a sua participação no mercado de petróleo de Angola, aonde, aliás, ocupa já uma posição de destaque no que tange à produção de petróleo. O desenvolvimento de campos de águas profundas levou a Chevron a fazer investimentos orçados em mais de US\$ 3 bilhões, de 1995-2000. Grande parte desse orçamento é destinado para o desenvolvimento dos campos de Sanha e N'dola localizados na área C e os campos de Lomba e Nemba da área C, todos localizados em região de águas profundas da plataforma continental de Cabinda..

Ainda no que se refere aos investimentos de exploração e produção de petróleo em Angola, segundo o jornal Folha de São Paulo (31/12/94), a Petrobrás fará o seu maior investimento no exterior, destinando cerca de US\$ 66 milhões para atividades de exploração e produção em Angola, estando prevista também a importação pela Petrobrás de 20.000 b/d de petróleo bruto de Angola.

III.9 - CONSUMO E REFINO

A quantidade de petróleo bruto destinado ao consumo interno em Angola é bastante inferior, em comparação com a quantidade exportada. Em 1994, o consumo doméstico foi de aproximadamente 30.000 b/d de petróleo bruto, constituindo um pouco menos de 6% da produção total daquele ano.

A completa inexistência de um setor petroquímico em Angola restringe o consumo interno de petróleo em atender basicamente uma pequena demanda de produtos refinados como o gás liquefeito de petróleo (GLP), querosene, diesel (gasoil), óleo combustível etc. (tabela 3.5). A distribuição de produtos refinados no mercado angolano era feita, antes da independência, pelas companhias como Shell, Mobil, Fina, Texaco e Angol. Após a independência, o Governo angolano estabeleceu a Sonangol como única empresa autorizada a fazer a distribuição no mercado angolano.

A refinaria construída nos arredores da área industrial de Luanda em 1957 é a única que atende todo o país. Construída pela empresa Foster Wheeler, essa refinaria possui uma planta convencional de tipo "hydroskimming", tendo sido estruturada para uma capacidade inicial de 16.000 b/d de petróleo bruto. As atividades da refinaria de Luanda iniciaram em 1958, processando basicamente o petróleo que era produzido nos campos onshore das bacia de Kuanza, para o consumo interno. Com o gradual aumento da produção de petróleo ao longo dos anos e um relativo aumento da demanda interna por produtos refinados, houve a necessidade de aumentar a capacidade de refino para 25.000 b/d, na década de 70.

Após a independência do país, em 1975, no âmbito da política econômica do novo Governo de controlar todas as atividades petrolíferas, a refinaria, antes propriedade da Petrangol, uma subsidiária da empresa belga Fina, passa então a ser administrada por uma espécie de joint-venture envolvendo a mesma Fina Petróleos de Angola com direito a 60% de participação e a companhia estatal angolana, Sonangol, com 40% de interesses. Ocorre que no final da década de 70, as duas empresas decidem fazer investimentos na refinaria com intuito de modernizá-la e ainda aumentar a sua capacidade de processamento. Esses investimentos resultaram no aumento da capacidade de refino em 1981, para mais de 30.000 b/d.

Não obstante, mergulhado numa guerra civil, o país é alvo de atos de destruição e sabotagens em todas as atividades industriais que ainda poderiam resistir. Num desses atos de sabotagem, a guerrilha da UNITA, com ajuda da África do Sul, infiltrou-se na refinaria, colocando explosivos que destruíram 19 tanques de estoque de petróleo e duas esferas para estocagem de gás butano, tendo ainda destruindo parcialmente outros 4 tanques. As instalações principais da refinaria ficaram seriamente danificadas pelas explosões ocorridas em novembro de 1981. A reconstrução da refinaria, com um custo total de US\$ 20 milhões foi relativamente rápida com uma duração exata de um ano, tendo recuperado a sua capacidade máxima de refino no início de 1983.

Tabela 3.5 : Principais Produtos Refinados em Angola (1988-1992)
em (mil toneladas)

	1988	1989	1990	1991	1992
Óleo Combustível	574	568	510	458	498
Diesel (Gasoil)	368	416	389	416	450
Combustível de Aviação (Jet A1 e Jet B)	275	242	308	269	297
Querosene	128	143	123	134	153
Combustíveis extra pesados	64	54	53	52	46
Gás butano	22	35	36	30	38
Asfalto	11	14	14	9	11
Lubrificantes	16	13	13	8	n/d
Total	1.358	1.486	1.446	1.376	n/d

Fonte: Ministério dos Petróleos; Banco Nacional de Angola; Instituto Nacional de Estatística. In: Angola, Country Profile 1994-95, The Economist Intelligence Unit. London.

n/d = não disponível

Na metade do decênio de 80, as duas companhias responsáveis pela administração da refinaria de Luanda apresentaram projetos que contemplavam investimentos, como o que destinou cerca de US\$ 12,5 milhões para a construção de 9 novos tanques com capacidade de armazenar 2.000.000 de barris de petróleo.

Atualmente, a refinaria possui uma capacidade máxima de processar 35.000 b/d (equivalente a 1,5 milhão de toneladas por ano), e tem trabalhado quase no limite máximo da sua capacidade, para atender não apenas o consumo interno como também alguns produtos para exportação. O gás butano, o diesel (gasoil), querosene, e o combustível para aviação representam quase 3/4 das necessidades domésticas de Angola, destinando o excedente de óleo combustível, "jet fuel B+A1", combustível para aviação e parte de GLP para exportação. A comercialização externa desses destilados foi suficiente para o Governo ter arrecadado receitas no valor de US\$ 66 milhões em 1992.

Em 1981, o valor das exportações de produtos refinados foi de mais de US\$ 100 milhões, graças a um grande excedente de óleo combustível que tinha sido exportado principalmente para o Japão e a costa este dos Estados Unidos de América.

Quanto ao consumo de gás natural, não existe um mercado interno destinado para a sua utilização, pois a maior parte do gás produzido em Angola é queimado ou reinjetado no processo de perfuração para incrementar a produção de petróleo.

Devido a instabilidade e restrita circulação de pessoas e bens provocadas pela guerra civil, durante vários anos o consumo interno de produtos refinados de petróleo restringia-se apenas às principais cidades com Luanda, Benguela, Huambo e Malanje. Hoje, porém, com a perspectiva de paz e o reestabelecimento normal dos serviços, espera-se um crescimento do mercado de consumo interno de derivados de petróleo. Dentro dessa perspectiva, existe uma proposta no Ministério dos Petróleos para construção de uma segunda refinaria em Angola. A refinaria, que seria construída no Sul do país, teria uma capacidade de processamento de 150.000 b/d de petróleo bruto. A decisão da Sonangol e dos respectivos parceiros nesse empreendimento está a depender da "evolução da situação político e militar", segundo a ministra dos Petróleos de Angola, Albina Assis Africano, que na ocasião afirmara ainda que a refinaria deve operar em condições garantidas de paz "com o Caminho de Ferro de Benguela funcionando normalmente" (segundo The Economist Intelligence Unit, Country Report 1st quarter 1994, pág. 18). O Caminho de Ferro de Benguela é uma estrada de ferro que liga a cidade angolana de Benguela, situada na costa do oceano Atlântico, a países vizinhos de Zâmbia e Zaire, para os quais seriam exportados grande parte de produtos processados pela nova refinaria.

A capacidade prevista de 150.000 b/d de petróleo bruto ultrapassaria todas as necessidades de consumo interno, atualmente em cerca de 30.000 b/d de petróleo bruto, projetando-se, com o fim da guerra civil, um crescimento do consumo para 45-50.000 b/d em 8-10 anos, quando provavelmente já terá ocorrido uma estável recuperação econômica.

CAPÍTULO VI

PERSPECTIVAS FUTURAS DO MERCADO ANGOLANO DO PETRÓLEO

Uma avaliação prospectiva é sempre um ato de risco, onde o principal objetivo é projetar o futuro por intermédio do comportamento das variáveis atuais. Isso nunca foi uma “arte” fácil no setor do petróleo, devido a existência de vários obstáculos nem sempre previsíveis como elevação súbita da demanda, crises políticas inesperadas, elevação dos preços etc.

De qualquer forma, quando nos propusemos a estudar a indústria do petróleo de Angola, o que se percebe do início é o fato de que independentemente do cenário em que Angola se encontre - guerra ou paz -, a indústria do petróleo continuará evoluindo e influenciando as relações de Angola com o mundo. É importante realçar que poucos produtos, hoje, desempenham um papel tão relevante na vida econômica e social de um país em desenvolvimento quanto o petróleo e os seus derivados.

O grande potencial de hidrocarbonetos que Angola possui, a geologia favorável, o alto sucesso na exploração, os baixos custos operacionais e as facilidades fiscais e diversos incentivos são condições extremamente favoráveis que tornam Angola um país altamente atrativo para as companhias internacionais de petróleo.

A instabilidade provocada pelo conflito interno, apesar de representar um iminente risco político, não coloca as companhias internacionais a uma potencial vulnerabilidade. Ainda no que se refere ao risco político, a tabela 4.1 elaborada a partir de estudos de autores ingleses (HARGREAVES et alii, 1983 e 1994) faz uma comparação entre Angola e os 4 maiores produtores de petróleo do continente africano, Nigéria, Líbia, Argélia e Egito. Nota-se, portanto, que todos apresentam um risco político maior do que Angola, com exceção do Egito, por serem membros da OPEP e sujeitos à política de limitação da sua produção, descumprimento de contratos já assinados, bem como possuem maior propensão a nacionalização. Também depreende-se na tabela 4.1 que em 1983, devido a maior ligação política do Governo de Angola com a ex-URSS, a presença das tropas de Cuba no seu território e o recrudescimento do conflito interno no auge do confronto constante entre as duas superpotências, colocavam Angola num ambiente de permanente inquietude e elevado risco político avaliado em 9, segundo (HARGREAVES et alii, 1983)².

² A avaliação de risco político efetuada por Hargreaves & Fromson (1983) é quantificada numa escala de 1 a 10, sendo que um número menor indica que a probabilidade de interrupção de suprimento do mineral, petróleo no nosso caso, é baixo. Enquanto que de 8 a 10 considera-se que os riscos de ocorrerem problemas de interrupção da produção, transporte, consumo e comércio desse mineral são potencialmente altos.

Já em 1994, com os entendimentos e os acordos de paz em andamento, o risco político em Angola diminuiu consideravelmente, sendo estimado em apenas 5 (tabela 4.1).

TABELA 4.1 COMPARAÇÃO DO RISCO POLÍTICO DE ANGOLA COM OS 4 MAIORES PRODUTORES DE PETRÓLEO DA ÁFRICA

PAÍSES	RISCO POLÍTICO	
	1983	1994
ANGOLA	9	5
NIGÉRIA	7	8
LÍBIA	8	8
ARGÉLIA	6	7
EGITO	7	4

Fonte: Hargreaves et alii, 1983 e 1994.

Angola atualmente apresenta um risco político relativamente médio, devido a evolução do processo de paz.

A Nigéria apresenta um risco considerado alto devido a constante ocorrência de distúrbios políticos internos e grave crise social e militar.

A Líbia também apresenta um risco político elevado, devido ao regime imposto pelo coronel M. Kaddafi.

O risco político na Argélia é relativamente alto, por razões de conflitos religiosos envolvendo os fundamentalistas islâmicos.

Finalmente, o Egito é o país africano com menor índice de risco político, principalmente por possuir uma relativa estabilidade política e boas relações com os EUA, proporcionadas, entre outros fatores, pelo atual secretário geral da ONU, o egípcio Boutros Ghali.

O maior interesse das companhias internacionais é a intensificação da exploração e produção em águas profundas. Essa área já tem sido o principal foco das atividades petrolíferas em Angola atualmente, prevendo-se um maior incremento nos próximos anos.

Nesses tempos de relativa estabilidade política, várias empresas multinacionais de petróleo disputam os licenciamentos para exploração de blocos de águas profundas em Angola, como primeiro passo de uma estratégia internacional que visa avaliar o real potencial de uma das principais províncias petrolíferas da África.

Segundo GADON (1986), no futuro, "O essencial do aumento da capacidade de produção offshore da África do Oeste deverá vir de Angola-Cabinda, depois da entrada em produção de vários campos como Palanca, Pacassa e Lombo Este. O sucesso da exploração é elevado, pois de 105 poços de exploração, 60 produziram petróleo e 4 foram de gás. Os incentivos à exploração com adoção de recentes benefícios fiscais prevê-se que a produção poderá triplicar. Enfim, as águas profundas em Angola poderão estar encobrendo o mais elevado potencial na África Ocidental para novas descobertas petrolíferas".

No presente trabalho, são projetadas as perspectivas da possível evolução da produção do petróleo em Angola nos próximos anos, com base nas tendências atualmente observadas. Nesse contexto, são traçados três cenários: otimista, médio e pessimista.

No cenário otimista (figura 4.1 e tabela 4.2) pressupõe-se que: o fim do conflito armado em Angola reflete, no setor do petróleo, fundamentalmente o elevado clima de otimismo decorrente do processo de paz e da recuperação econômica. Nesse cenário, a previsão é de que já a partir de 1996 a produção angolana chegue a 850 mil b/d, podendo atingir aproximadamente 1.500 mil b/d no ano 2.000. As principais razões que podem tornar essas projeções possíveis são:

1- Confirmado o término do conflito armado e em condições normais de paz, haverá uma considerável expansão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo ao longo das três bacias sedimentares da plataforma angolana. Essa expansão, na verdade, já teve início antes mesmo de ocorrer uma maior estabilidade política.

2- O aumento substancial da produção em Angola será resultado da intensificação da produção em áreas de águas profundas. Vários programas de exploração, desenvolvimento e produção em águas profundas já tiveram o seu início, principalmente em Cabinda nas áreas B e C, onde o campo de Kokongo foi o primeiro das águas profundas a entrar em produção em dezembro de 1994, contribuindo com cerca de 50-60 mil b/d em 1995, segundo a companhia operadora da concessão de Cabinda, Chevron. Segundo a mesma, em 1996, está previsto o início da produção de outros campos de águas profundas como Sanha, N'dola e Nemba, todos da área B. Além de Cabinda, o Governo concedeu novas licenças para exploração e produção em outras áreas de águas profundas, tendo atraído diversas companhias estrangeiras, que já iniciaram as atividades de perfuração exploratória, esperando iniciar a produção a

partir de 1996. Entre essas novas áreas destacam-se os blocos 16 (Shell), 15 (Exxon e BP), 17 (Elf), restando ainda 10 blocos de águas profundas, cujas empresas responsáveis estão sendo selecionadas pelo Governo.

Tabela 4.2 Cenários de Previsão da Produção do Petróleo em Angola (1995-2000).
Produção em (mil b/d)

ANO	CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO MÉDIO	CENÁRIO PESSIMISTA
1995	700	600	585
1996	850	750	600
1997	960	795	625
1998	1.035	850	700
1999	1.255	900	768
2000	1.500	1.100	800

Fonte: Elaborado pelo autor, a partir de dados disponíveis.

3- O cenário otimista também é possível a sua ocorrência, levando em consideração os maciços investimentos destinados pelas grandes companhias internacionais de petróleo para aplicar em seus projetos em Angola.

A Chevron anunciou investir nos próximos 5 anos, a partir de 1995 mais de US\$ 2,8 bilhões apenas no projeto de exploração, desenvolvimento e produção em águas profundas de Cabinda. A Petrobrás prevê investir cerca de US\$ 66 milhões em expansão da produção em Angola, a partir de 1996. Também a empresa francesa Elf Aquitaine que ampliou a sua atuação no mercado angolano estima investir mais de US\$ 2 bilhões nos próximos 4 anos.

4- Um fator importante que contribuirá com o aumento da produção angolana a partir de 1996 é a retomada da produção onshore, completamente paralisada durante vários anos, e que poderá contribuir com mais de 100 mil b/d. Além disso e dos investimentos previstos para as águas profundas, a retomada da produção "offshore" raso que estava paralisada incrementará a produção, com o licenciamento do restante dos blocos como os que vão de 6 a 13 ao longo da costa sul de Angola. Um consórcio liderado pela Fina vai ficar responsável para explorar o bloco 6, próximo a Luanda; enquanto que a Elf (7), Total (8) e Texaco (9), ao passo que para a exploração dos blocos que vão de 10 a 13 continuam as negociações com novas empresas.

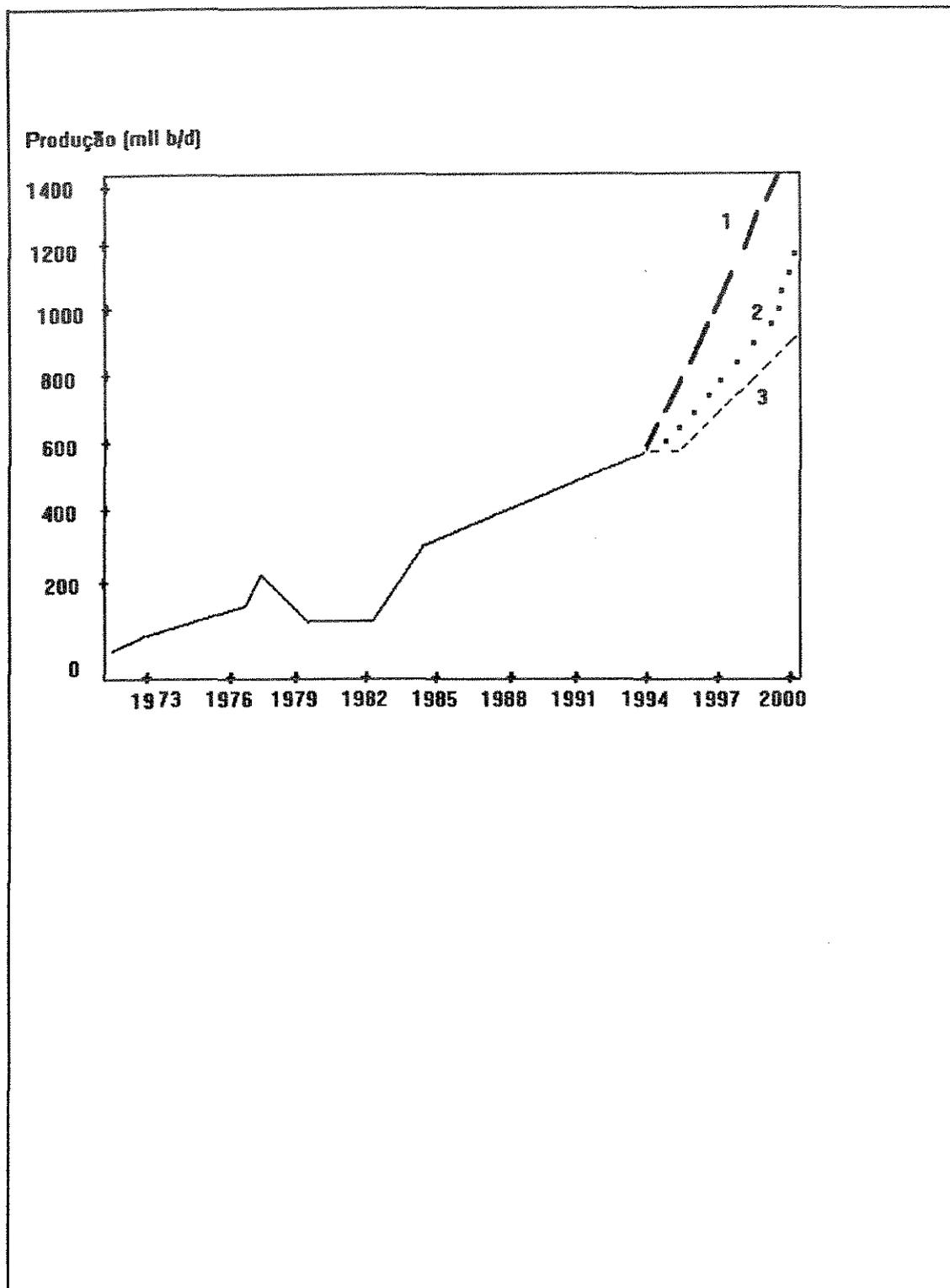


Figura 4.1 Possíveis Cenários de Produção Futura do Petróleo em Angola(1995-2000)

- 1= Cenário Otimista
- 2= Cenário Médio
- 3= Cenário Pessimista

Fonte: Compilado pelo o autor, com base em dados disponíveis.

No que se refere aos blocos tradicionais que produziam durante o recrudescimento do conflito como os blocos 2 e 3, a previsão é de atingir a capacidade máxima.

Naturalmente, o cenário otimista da produção em Angola aqui projetado será possível a sua ocorrência caso, além do êxito do processo interno de paz, as condições no mercado internacional do petróleo forem favoráveis a Angola. Entretanto, no mercado externo as perspectivas indicam que em 1996 continuará o aumento da demanda petrolífera como resultado do crescimento econômico mundial, principalmente nos países da OCDE, e em especial os EUA, a Europa e o Japão. Essa demanda será superior 2% a 3% de 1995 devido ao aumento do consumo de petróleo também nos países em desenvolvimento e principalmente os da Ásia.

Por outro lado, projeções internacionais indicam que apesar do aumento da demanda mundial do petróleo, a expectativa em relação os preços é de que eles se mantenham estáveis nos níveis atuais, variando entre US\$ 17-19 o barril durante o ano de 1996. Tudo indica que os EUA, maior importador do petróleo angolano, necessitarão importar mais petróleo para atender a demanda interna crescente, pois esse país não vê a possibilidade de, a curto e médio prazos, reduzir ou estabilizar as importações de petróleo. Essa necessidade fará com que os EUA pressionem o mercado para manter os preços do petróleo abaixo de US\$ 20 o barril, segundo MARTIN (1992).

É certo que mesmo ocorrendo uma certa instabilidade ou tensão de qualquer natureza no mercado internacional não haverá razões suficientes para comprometer o fluxo de investimentos necessários para aumentar a capacidade de produção em Angola. De modo que, as projeções feitas no cenário otimista, dentro de limites razoáveis de otimismo, confirmarão, nos próximos anos, Angola como um dos mais importantes e dinâmicos mercados de exploração, desenvolvimento e produção do petróleo no mundo.

O cenário médio (figura 4.1 e tabela 4.2), é projetado, aqui, considerando principalmente que se mantenham inalteradas as atuais condições políticas e do mercado, no qual a produção seguiria o atual rumo, prevendo-se atingir 750 mil b/d em 1996 e 1.100 mil b/d no ano 2.000. Esse cenário só é possível caso não seja efetivado o cenário otimista, no qual haveria restrição da expansão das atividades e dos investimentos destinados para os projetos de exploração, desenvolvimento e produção do petróleo no país.

O cenário médio pressupõe que a produção não seria estendida aos novos campos já licenciados para exploração em águas profundas em Cabinda e no restante dos blocos da plataforma angolana. Também a produção em terra não seria retomada, assim como se manteriam paralisados os novos blocos recentemente distribuídos para produção no "offshore" raso.

O outro fator que poderia afetar o cenário otimista e favorecer o médio é a possibilidade de voluntariamente o Governo de Angola decidir limitar a sua produção nos atuais níveis, a exemplo de que ocorre com os membros da OPEP. Essa possibilidade é relativamente remota, haja vista que Angola não é membro daquele organismo ou pelo menos parece não existir intenção por parte do Governo de Angola

em aderir à política de quotas imposta pela OPEP com objetivo de elevar os preços internacionais do petróleo. A possibilidade de incrementar as receitas do Estado através do aumento da produção tem sido, ao longo dos anos, a estratégia adotada pelo Governo angolano para fazer face às dificuldades relacionadas com o déficit da balança comercial e à grave crise interna.

O cenário pessimista projeta uma produção abaixo dos níveis atuais, ou seja, uma produção de 600 mil b/d em 1996 e apenas 800 mil b/d no ano 2000. É relativamente remota a possibilidade de ocorrência desse cenário no estágio atual dos investimentos no setor do petróleo em Angola. Mesmo que os acordos de paz sejam preteridos, o impacto de qualquer ação negativa ao setor do petróleo será relativamente menor, difícil de impedir a evolução da produção do petróleo. Pressupondo novamente a intensificação do conflito armado em Angola ou a interferência de fatores externos como queda dos preços do petróleo no mercado internacional e excesso de oferta do Oriente Médio, esse cenário mostra um pessimismo moderado, no qual a produção do petróleo em Angola dificilmente seria interrompida por completo.

CONCLUSÃO

Ao finalizar este breve estudo sobre a evolução, no tempo e no espaço, da indústria do petróleo em Angola, algumas observações se impõem, aqui, a título de conclusão.

1 - Se a história do petróleo de Angola remonta desde as primeiras décadas do século XX, é somente a partir do final dos anos 70 que o petróleo passou a desempenhar um papel preponderante na economia angolana; com a produção atingindo, de fato, níveis significativos. A elevação da produção do petróleo em Angola está relacionada, essencialmente, a duas razões: a primeira está intrinsecamente ligada à reestruturação da indústria mundial do petróleo devido à crise de 1973. Ressentindo-se dessa crise, as companhias internacionais de petróleo iniciaram, anos depois, um processo de diversificação das suas atividades de produção em várias regiões geográficas fora do âmbito da OPEP. A produção de petróleo em países com grande potencial de recursos é incrementada, incluindo Angola. A segunda razão, mais complexa, é concomitantemente interna e externa: em 1975 Angola alcançou a independência de Portugal e quando se pensava na exploração dos seus recursos naturais para o desenvolvimento econômico é vítima do confronto da Guerra Fria, necessitando cada vez mais da produção do petróleo para defender a soberania nacional. Isso fez com que o país se tornasse extremamente dependente do petróleo, o qual é o principal produto de exportação e, conseqüentemente, a principal fonte de receitas para o Governo.

2 - As reservas provadas de petróleo bruto em Angola estão estimadas em 5,8 bilhões de b/d, em 1995, sendo que 90% do total dessas reservas estão situadas em regiões "offshore" e apenas 10% em terra. Das reservas situadas em "offshore" uma parte considerável está localizada em áreas de águas profundas, principalmente na plataforma adjacente à província de Cabinda e à província de Zaire, mais precisamente ao longo da região do Soyo. Atualmente, a produção do petróleo no mercado angolano é realizada pelas grandes companhias internacionais como Shell, Chevron (ex-Gulf), Texaco, Exxon (Esso), Elf Aquitaine, Agip, Total, Petrobrás, entre outras, que são controladas pela companhia estatal angolana, Sonangol. Cabinda, região onde é produzida a maior parte do petróleo angolano, cerca de 70 %, é concedida à Chevron, fazendo com que os EUA dominem a grande parte do mercado de Angola. Também a França, a Espanha, Portugal e o Brasil constituem um grupo de grandes parceiros de Angola no setor do petróleo, com privilegiadas linhas de crédito. No caso do Brasil, além da participação da Braspetro na produção do bloco 2 em associação com a Sonangol, Texaco e Total e prestação de serviços técnicos e de perfuração à Elf, à Sonangol e a outras empresas estrangeiras atuantes no mercado angolano, está prevista a importação pela Petrobrás de 20 mil b/d de petróleo bruto de Angola. A presença dessas empresas multinacionais fazem de Angola o vigésimo segundo produtor mundial de petróleo, exportando 94% da sua produção. Isso caracteriza o grau de interdependência existente entre os países consumidores (maioria de países desenvolvidos) e os países exportadores (maioria de países em desenvolvimento). Essa interdependência sustenta relacionamentos de interesses políticos, econômicos e de variados negócios que, dessa forma, fazem o nexo da inserção de Angola no mercado internacional do petróleo.

3 - É indubitável que o petróleo constitui um recurso que serve como alicerce da civilização atual, e, portanto, indispensável para o crescimento econômico e melhoria da qualidade de vida da população. Por isso, o Estado angolano que é o proprietário dos recursos petrolíferos deve criar mecanismos seguros que visem a utilização ótima desse petróleo para a recuperação econômica e social do país. É urgente a formulação de uma política estratégica que estabeleça o petróleo como um recurso de soberania nacional, cuja renda decorrente da sua exploração e exportação deva ser maximizada para o Governo, com a implantação de políticas fiscais, gerenciais e administrativas, tanto a nível nacional, como estadual e municipal. Uma política estratégica do petróleo deve estabelecer, antes de tudo, quais os objetivos nacionais primordiais a atender nesse domínio e quais os meios mais eficientes capazes de garantir o êxito dos interesses nacionais a curto, médio e longo prazos. Projetar e analisar os diferentes cenários do mercado nacional e internacional, tentando prever as dificuldades e buscar possíveis soluções. Procurar estudar entre as diversas categorias de contratos com as companhias multinacionais quais as melhores alternativas e como conciliar os objetivos do país com os da companhia estrangeira, principalmente no que tange às questões de concessões, divisão de renda e da produção, comercialização, ritmo de extração, suporte e implantação de laboratórios e centros de pesquisa petrolífera no país e aperfeiçoamento administrativo, gerencial e técnico do pessoal angolano.

4 - A falta de uma política estratégica institucional no setor do petróleo denota, a partir do resultado deste estudo, que o que existe é na realidade o que se pode chamar de política de assinatura de contratos de produção entre o Estado angolano e as companhias multinacionais de petróleo. Com isso, privilegia-se unicamente a área da produção do petróleo, deixando à margem outras áreas importantes ao desenvolvimento da indústria do petróleo como um todo no país. Entre essas áreas encontram-se, a título de exemplo, o refino, a distribuição e o aproveitamento do gás natural associado ao petróleo.

No que se refere ao refino, um dos setores mais importantes da indústria do petróleo, o processamento em Angola é realizado através de uma única e pequena refinaria com uma capacidade de processamento entre 35-40 mil b/d. Essa refinaria, localizada nos arredores de Luanda, utiliza uma técnica "hidroskimming" considerada bastante obsoleta, e com o aumento da atividade econômica no futuro com o término do conflito armado impõe-se a necessidade de se construir uma nova refinaria com tecnologia moderna disponível, para produzir uma economia de escala, e com maior capacidade de processamento para atender a demanda, não só interna como de outros países da África Subsaariana.

Quanto à distribuição prevê-se que com a recuperação da economia haverá um crescimento do consumo interno dos derivados do petróleo bruto que atualmente tem se restringido apenas às cidades de Luanda, Benguela e Malanje. O crescimento da demanda interna de derivados colocará em rota de colisão o monopólio estatal de distribuição em Angola. Nesse sentido, a flexibilização do monopólio exercido pela Sonangol se faz mais do que necessário para que investimentos privados possam concorrer nessa área, permitindo a participação de companhias estrangeiras de forma competitiva na distribuição. Entretanto, para que isso ocorra de modo eficiente é imprescindível a restauração da infra-estrutura rodoviária, hidroviária, ferroviária e

dutoviária e a formulação de uma legislação específica que garanta a proteção dos consumidores e do meio ambiente.

Em relação ao gás natural associado, também, não existe uma política governamental que assegure o seu aproveitamento e comercialização. É dever, urgente, do Estado propor que as companhias evitem a queima indiscriminada do gás durante o processo de produção, de forma a torná-lo um produto aproveitável e importante fonte de divisas para o país. A demanda na utilização do gás natural na economia mundial é crescente a cada ano, devido as suas qualidades energéticas, podendo num futuro próximo vir a ocupar um lugar de destaque, tanto quanto o petróleo, no mercado internacional. Como 80% do gás produzido em Angola é associado ao petróleo, espera-se que com o aumento da produção do petróleo e do interesse recente das companhias em explorar o gás natural, Angola provavelmente será um grande exportador desse recurso energético.

5 - A longa perduração do conflito armado, a ausência de um setor petroquímico e a exportação da grande parte da produção do petróleo fizeram com que o consumo interno fosse largamente direcionado ao uso de produtos refinados necessários para os setores de transportes e geração de energia elétrica. Gasolina, querosene, diesel (gasoil) e gás de cozinha representam a principal demanda interna de Angola.

6 - O Governo angolano, representado pela sua companhia estatal, Sonangol, estabelece contratos com as companhias internacionais para exploração e produção de petróleo no país. São celebrados os acordos de concessão por joint-venture em Cabinda e os contratos de partilha da produção (production sharing agreements). Quanto aos resultados desses contratos pode-se dizer que nenhum deles é extremamente favorável ao Governo angolano; com exceção, talvez, do contrato de partilha da produção com uma ressalva importante: desde que o Governo exerça um papel eficiente na fiscalização da produção, regulação e gerenciamento das atividades para que seja melhor remunerado. Os acordos de concessão são os mais equivocados, pois o Governo deveria dispor também de uma parte do petróleo produzido para comercializar livremente. A concessão a uma empresa estrangeira de direitos para dispor exclusivamente de uma das principais riquezas nacionais em troca de impostos parece não conceder ao petróleo o seu devido valor político e econômico.

Ainda no que tange aos contratos, o ideal para Angola seria, evidentemente, sempre que fosse possível praticar os chamados contratos de assistência técnica, nos quais as companhias estrangeiras seriam contratadas e pagas pelos serviços prestados, ficando o Estado responsável pela produção e acesso ao petróleo. Essa seria a forma mais vantajosa para o país, porém isso só seria possível se a Sonangol já possuísse uma experiência considerável que pudesse prescindir a presença das companhias estrangeiras na produção. Também é necessário uma enorme capacidade financeira e tecnológica, além de um considerável poder de barganha.

7- Do ponto de vista geológico, o petróleo em Angola encontra-se acumulado nas três bacias sedimentares que cobrem a costa angolana, a bacia do Congo ou Cabinda-Angola, a bacia do Kuanza e a bacia do Namibe. A origem e evolução dessas bacias estão relacionadas ao processo tectônico de fraturação do Pangea e separação

das placas africana e sul americana. As principais rochas geradoras dessas bacias são do Cretáceo e são constituídas de sedimentos de origem predominantemente marinha, com destaque para formações salíferas compostas de carbonatos e evaporitos.

Na bacia do Congo (Cabinda-Angola) as principais rochas reservatórios encontram-se nas formações Toca (carbonatos), Loeme (evaporitos) e Pinda também composta principalmente de carbonatos marinhos. Os reservatórios das áreas B e C das águas profundas de Cabinda, onde se encontra o importante campo de Kokongo, também estão localizados na formação cretácica de Pinda.

Na bacia do Kuanza destacam-se as formações cretácicas de Dondo (evaporitos), Binga que contém o importante campo de Tobias, a formação Tuenza (carbonatos) e a formação Cuvo composta de arenitos e carbonatos e onde se localiza o campo de Cabo Ledo.

8 - Finalmente, as perspectivas levantadas nesta dissertação e discutidas nos três cenários projetados indicam que a relativa interrupção do conflito em Angola proporcionará uma grande expansão das atividades petrolíferas em todo país. O principal foco está sendo o licenciamento pelo Governo de novas áreas para exploração e produção em águas profundas, não só em Cabinda mas ao longo de toda costa angolana. Por essa razão, o cenário otimista projeta que até o ano 2000 Angola estará produzindo cerca de 1,5 milhão de b/d, devido também a retomada da produção no restante dos blocos "offshore" raso ao longo da costa de Luanda até o Namibe e o reinício da produção em terra. Caso essas perspectivas venham a se concretizar e considerando o elevado potencial geológico e grandes recursos petrolíferos exploráveis a custos baixos, provavelmente, num intervalo de um a dois anos Angola já estará produzindo mais de 1 milhão de barris de óleo por dia, reafirmando-se, portanto, como um dos principais e dinâmicos mercados de exploração e produção de petróleo em todo continente africano.

Referências Bibliográficas

- ANGOLA. *Africa South of the Sahara*. 15.ed. London: Europa Publications Ltd, 1986. p.223-241
- ANGOLA: *an introductory economic review*. Washington: World Bank, 1991
- ANGOLA boosts oil search. *Petroleum Economist*. London, Aug., 1986. p.280
- ANGOLA: *Bulletin mensuel d'informations*. Paris: Elf Aquitaine Etude, set. oct. 1985.
- ANGOLA. *OPEC Bulletin*. Viena: Carl Ueberreuter Ges, mai 1985. p.39-79
- ANGOLA: *country profile*. London: Economist Intelligence Unit, 1994-95. 67p.
- ANGOLA: *country report*. London: Economist Intelligence Unit 1994. 22p.
- ANGOLA, hydrocarbures et developement economique. 1.ed. *Le Pétrole et Gaz en Afrique*. Paris: Ediafrica, 1983. p.145-154
- ANGOLA. *Offshore Africa: an analysis of exploration and production to 1991*, Houston: Texas, vol.1, Petroconsultants Inc., p.D19-D52
- ANGOLA: *well evaluation conference*. Paris: Schlumberger, 1991. p.8-44
- ANGOLA *to the 1990s: the potencial for recovery*. London: Economist Intelligence Unit, 1987. 147 p.
- AYOUB, A., PERCEBOIS, J. *Pétrole: marchés et stratégies*. Paris: Economica, 1987. 322p.
- BARBET, P. *Les énergies nouvelles*. Paris: La Découverte/Maspero, 1983. 120p.
- BENDER, G. J. *Angola sob o domínio português: mito e realidade*. Lisboa: Sá da Costa, 1976. 368p.

- BORDENAVE, M. L.(ed.). *Applied petroleum geochemistry*: Paris: Technip, 1993, 524 p.
- BOY DE LA TOUR, X., GADON, J. L., LACOUR, J.J. Nouveaux pétroles: quel avenir? *Revue de L'Institut Français du pétrole*. Paris, vol.41, n.4, juil aout, p.451-470,1986.
- BRASPETRO descobre mais óleo e gás em Angola. *Jornal da Petrobrás*. Rio de Janeiro, p.3, set. de 1982.
- BUAMBUA, L. S. *Petróleo e a economia de Angola*. Campinas: UNICAMP/FEM/ Departamento de Energia, nov. 1994. 10 p. (Trabalho apresentado à disciplina de Energia e Relações Internacionais).
- CHAPMAN, J. D. *Geography and energy: comercial energy systems and national policies*. Essex: Longman Scientific , 1989. 260p.
- CHEVALIER, J.M., BARBET,P., BENZONI, L. *Economie de l'energie*. Paris: Dalloz, 1986. 363 p.
- DAM, K. W. *Oil resources: who gets what how?* Chicago: University of Chicago Press, 1976. 193 p.
- DORF, R. C. *Energy, resources and policy*. Philippines: Addisson Wesley, 1987 p. 125-127.
- FURTADO, A., MULLER, N. Competitividade da indústria brasileira de petróleo *Revista Brasileira de Energia*. vol. 4, n.1, p.93-114, 1995
- _____, SUSLICK, S. B. Previsão de consumo de petróleo no Brasil por meio de modelos de intensidade de energia. *Revista Brasileira de Energia*, vol.2, n.1 p. 28-51, 1992.
- GADON, J. L. Perspectives d'évolution de la production pétrolière em mer à l'horizon 2000. *Revue de L'Institut Français du Pétrole*. Paris, vol.41, n.3, p.299-320, mai - juin. 1986.
- _____, *Hydrocarbon exploration and production in Sub-Saharan Africa. Natural Resources Forum*. London:Butterworth-Heinemann, vol.14, n.4, p.286-295, Nov. 1990.
- GIRAUD, A, BOY DE LA TOUR, X. *Géopolitique du pétrole et du gaz*. Paris: Technip, 1987. 418p.

- GIRAUD, P.N. The equilibrium price of oil. *Energy Policy*. London, vol.23, n.1, p.47, 1995.
- HARGREAVES, D., FROMSON, S. *World index of strategic minerals production, exploitation and risk*. London: Gower, 1983. 300p.
- _____, EDEN-GREEN, M., DEVANEY, J. *World index of resources and population*. London: Dartmouth, 1994. 417p.
- IMRAN, M., BARNES, P. *Energy demand in the developing countries: prospects for the future*. Washington: World Bank, 1990. 83 p.
- JENKINS, G. *Oil economists handbook*. 5.ed. London: Elsevier Ltd, 1989. 1v. v.1: statistics.
- JONES, E. P. *Oil: a practical guide to the economics of world petroleum*. New York: Nichols Publis., 1988. p. 4-15.
- KAREKEZI, S. Disseminating renewable energy technologies in Sub-Saharan Africa. *Annual Review of Energy and Environment*, Palo Alto, California, vol.19, p.387-415, 1994.
- KEMP, A. G. Petroleum policy in developing countries. *Energy Policy*. London: Butterworth-Heinemann, p.104-115. Feb. 1992
- KHAN, I. F. K. (ed.). *Petroleum resources and economic development: legal and policy issues for developing countries*. London: Belhaven Press, 1987. 277 p.
- L'ENERGIE dans les communautés rurales des pays du Tiers Monde. Actes du COLLOQUE INTERNATIONAL DE L'UNIVERSITÉ des NATIONS - UNIES. Bordeaux, 5-10 mai 1980. n.43 juil., 1981. 493p.
- LESSER, I. O. *Resources and strategy*. New York: St. Martin Press, 1989. 240p.
- MACHADO, I. F. *Recursos minerais, política e sociedade*. São Paulo: Edgar Blucher, 1989. 410p.
- MARINHO JR, I. P. *Petróleo: política e poder, um novo choque de petróleo?* Rio de Janeiro: José Olympio, 1989. 468p.
- MARKET review. *OPEC Bulletin*, annual report. Viena: Carl Ueberreuter Ges, vol.36, n.8, p.13-23, sept. 1995.

MARTIN, J.M. *L'économie mondiale de l'énergie*. Paris: Édition la Découverte, 1990. 124 p.

_____. *A economia mundial da energia*. São Paulo: Editora da UNESP, 1992. 132p. (Tradução de Elcio Fernandes)

MASSERON, J. *L'économie des hydrocarbures*. Paris: Technip, 1982. P. 1-425.

MAYORGA-ALBA, E. Rationalization of imports, refineries and distribution of petroleum in Sub-Saharan Africa. *Natural Resources Forum*. London: Butterworth-Heinemann, May 1993. p.109-116.

MEADOWS, D. et al. *The limits to growth*. New York: Universe Books, 1972. 207p.

MELLO, M.R., MOHRIAK, W.U., KOUTSOUKOS, E.A.M., FIGUEIRA, J.C.A. *Brazilian and West African oils: generation, migration, accumulation and correlation*. Petrobrás, s.d. 26p.

_____, KOUTSOUKOS, E.A.M., MOHRIAK, W.U. BACOCOLI G. Selected petroleum systems in Brazil. In: *AAPG Memoir* 60. Tulsa, Oklahoma, 1994. p.499-512.

MIKDASHI, Z. The political economy of transnational oil. *Natural Resources Forum*. London: Butterworth - Heinmann, vol. 17, n.4, p.310-314, Nov. 1993.

MONTADERT, L., ALAZARD, N. Ressources pétrolières pour le XXI siècle: quel avenir? *Revue de L'Institut Français du Pétrole*, Paris, vol.48, n.1, p.69-82, jan./fév. 1993.

OFFSHORE AFRICA: an analysis of exploration and production potencial to 1991. Houston: Texas, vol.1, Petroconsultants Inc. p.D19-D52.

OIL & Gas Journal Energy Database: energy statistics Sourcebook. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books, 1995. 820 p.

Oil & Gas Journal. Tulsa, Penn Well, p.95, sept. 6, 1993.

_____, p.38, May 30, 1994.

_____, p.146, Dec. 19, 1994.

_____, p.45, Dec. 26, 1994

OLIVEIRA, A. Internationalisation du capital et developpment economique: l'industrie petroliere au Brasil. Grenoble, 1977. 299p. Thèse du doctorat de sciences économiques, Université des Sciences Sociales de Grenoble, France.

PERCEBOIS, J. Economie de l'energie. Paris : Economica, 1989. p.391-495.

PERRODON, A. Dynamics of oil and gas accumulations. Pau, France. Elf Aquitaine, 1983. p.25.

Petroleum Economist. London: The Petroleum Economist Ltd, vol. 62, n.6, Jun. 1995.

Petroleum Intelligence Weekly. London: Petroleum & Energy Intelligence Weekly, Inc. 1991-1995.

PLANO estratégico do sistema Petrobrás 1992-2000. Rio de Janeiro: Petrobrás, nov. de 1992. 16p.

PREMOLI, C. Angola emerges as exploration target. *Engineering and Mining Journal:* London, Jul. 1992. p.32-37.

REES, J. Natural resources:allocation, economics and policy. 2.ed. London: Routledge, 1990. 499p.

RIQUEZA impede a pacificação de Angola. *Jornal Folha de São Paulo.* São Paulo, 31 de dez. de 1995, seção mundo p.15.

SHANNON, P.M., NAYLOR, D. Petroleum basin studies. Newcastle: Athenaeum Press, 1989. p. 153-167.

SCOTT, A. Natural resource economics. Oxford: Oxford University Press, 1985. 440p.

TANZER, M. Os trustes petrolíferos e os países subdesenvolvidos. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1972. 350p.

TECHNOLOGY, Opec and the supply of crude oil. *World Economic and Social Survey 1995.* New York: United Nations, 1995, p.159-170

THE PETROLEUM HANDBOOK (Shell). Amsterdam: Elsevier, 1983. 710 p.

VERRIER, G., SÁ FERNANDES, L. A. Sobre o sal e a tectônica salífera do Cuanza. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 27, 1978 e SIMPÓSIO DE EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO, Anais... Porto Alegre, SBG, 1978, vol. 3, p. 439-468.

YERGIN, D. O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder. São Paulo: Scritta, 1993. p.753-754.